



TRANSALTA CORPORATION
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018

Le 26 février 2019

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	3
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	3
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	5
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ.....	5
APERÇU	7
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	9
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	15
Secteur Charbon au Canada.....	16
Secteur Gaz au Canada	18
Secteur Gaz en Australie	19
Secteur Hydroélectricité	20
Secteur Énergie éolienne et solaire.....	24
Secteur Charbon aux États-Unis.....	28
Secteur Commercialisation de l'énergie	29
Secteur Siège social	30
Participations ne donnant pas le contrôle	30
CAE.....	32
Environnement concurrentiel.....	32
Cadre réglementaire.....	35
Avantages concurrentiels.....	37
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX.....	38
Législation environnementale en cours et adoptée récemment.....	38
Activités de TransAlta.....	41
FACTEURS DE RISQUE	43
PERSONNEL	58
STRUCTURE DU CAPITAL	58
Actions ordinaires.....	58
Actions privilégiées de premier rang	58
Facilités de crédit.....	67
Dettes à long terme.....	68
Dettes sans recours.....	68
Avantages fiscaux.....	68
Restrictions visant la dette	68
NOTATIONS ET NOTES.....	69
DIVIDENDES	72
Actions ordinaires.....	72
Actions privilégiées	73
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	75
Actions ordinaires.....	75
Actions privilégiées	76
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	81
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	92
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	92
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	92
CONFLITS D'INTÉRÊTS	93
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	93
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	93
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	94
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	94
COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES	94
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 2018 ou pour l'exercice clos à cette date. Toutes les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens, à moins d'indication 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 et les documents qui y sont intégrés par renvoi comprennent de l'information prospective au sens de la législation canadienne en valeurs mobilières applicable et des énoncés prospectifs (*forward-looking statements*) au sens de la législation américaine en valeurs mobilières applicable, y compris la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (collectivement, « énoncés prospectifs »). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos opinions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées et sur l'expérience de la direction et sa perception des tendances historiques, de la conjoncture 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 futur ou du mode conditionnel. De tels énoncés ne sont pas des garanties concernant notre rendement, nos résultats ou les événements futurs et sont soumis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui pourraient amener notre rendement, nos résultats ou les événements réels à différer sensiblement de ceux qui sont présentés dans les énoncés prospectifs.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle (ou un document qui y est intégré par renvoi) renferme des énoncés prospectifs concernant notamment, sans limitation : notre transformation, notre croissance, notre répartition du capital et nos stratégies de réduction de la dette; les occasions de croissance entre 2018 et 2031 et au-delà; le potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables et l'acquisition de nouveaux projets de développement; la somme en capital affectée à la nouvelle croissance ou aux projets de développement; nos activités et nos prévisions en matière de rendement financier futur et de résultats, y compris nos perspectives et nos objectifs de rendement; nos attentes quant à notre succès dans l'exécution de nos projets de croissance et de développement; l'échéancier et l'achèvement des projets de croissance, y compris les grands projets tels que 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 et son échéancier; la forme de toute convention définitive conclue avec Tidewater relativement à la construction d'un pipeline; les modalités de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui est en cours ou de toute offre de rachat future et l'acceptation de cette offre par la Bourse de Toronto, y compris l'échéancier et le nombre d'actions devant être rachetées dans le cadre de celle-ci; l'arrêt temporaire des activités à certaines unités; l'incidence de certaines opérations de couverture sur le bénéfice, 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, y compris d'énergie propre, 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 et d'autres combustibles 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, leur incidence prévue sur nous et leur calendrier de mise en œuvre, ainsi que les coûts liés au respect des règlements et des lois en résultant; 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 et les méthodes comptables; les taux de croissance et la concurrence 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'accéder aux marchés financiers, ou d'y avoir accès à des conditions raisonnables; l'incidence estimative de la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport à la devise américaine et aux autres devises ayant cours dans les pays où nous exerçons nos activités; 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; et nos pratiques de crédit.

Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou dans un document qui y est intégré par renvoi) sont fondés sur de nombreuses hypothèses, y compris, sans limitation, sur les principales hypothèses qui suivent : aucun changement significatif n'est apporté aux lois applicables, notamment aucun changement fiscal ou réglementaire touchant les marchés dans lesquels nous évoluons; aucune incidence défavorable importante ne perturbe les marchés de l'investissement et du crédit; les hypothèses relatives aux indications pour 2019 comprennent ce qui suit : le prix au comptant de l'électricité en Alberta est de 50 \$ à 60 \$ le MWh; le prix contractuel de l'électricité en Alberta est de 50 \$ à 55 \$ le MWh; le prix au comptant Mid-C de l'électricité est de 20 \$ US à 25 \$ US le MWh; le prix contractuel Mid-C de l'électricité est de 47 \$ US à 53 \$ US le MWh; les dépenses d'investissement de maintien s'établissent entre 160 M\$ et 190 M\$; les dépenses d'investissement liées à la productivité s'établissent entre 10 M\$ et 15 M\$; le facteur de capacité houillère de la centrale de Sundance est de 30 %; les ressources hydrauliques et éoliennes sont à peu près égales à la moyenne à long terme; notre propriété proportionnelle de TransAlta Renewables ne change pas sensiblement; les dividendes que nous prévoyons recevoir de la part de TransAlta Renewables ne diminuent pas sensiblement; la prolongation de la durée de vie utile prévue de notre parc de centrales alimentées au charbon et les résultats financiers obtenus à la conversion sont comme prévus; les hypothèses concernant la capacité des unités converties de livrer concurrence sur le marché de capacité de l'Alberta se réalisent; et les hypothèses concernant notre stratégie et nos priorités actuelles, y compris nos priorités actuelles relatives aux conversions du charbon au gaz naturel, se matérialisent; TransAlta connaît la croissance, et nous tirons tous les avantages financiers pouvant découler de la capacité, de l'énergie et des services accessoires de nos actifs hydroélectriques albertains après l'expiration des contrats d'achat d'électricité applicables.

Les énoncés prospectifs sont soumis à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses d'importance en conséquence desquels les plans, le rendement, les incidences ou les résultats réels pourraient être sensiblement différents des attentes actuelles. Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur les éléments exprimés ou suggérés dans les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou dans un document qui y est intégré par renvoi), on compte entre autres, sans limitation, 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 variation de la demande d'électricité et de puissance et notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats qui viennent à échéance; les cadres législatifs, 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 ou des conditions des marchés, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions imprévues dans ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques et d'autres risques liés aux changements climatiques; les augmentations imprévues dans la structure des coûts et les interruptions des sources de combustible, d'eau ou de vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; l'incapacité de répondre aux attentes financières; les catastrophes naturelles et les catastrophes causées par l'homme qui entraînent des ruptures de barrages; 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; la nécessité d'interagir avec des groupes de parties prenantes et des tiers ou de s'en remettre à ceux-ci; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin et la disponibilité de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; des changements touchant les conditions de crédit et de marché; des changements dans notre relation avec TransAlta Renewables Inc. ou dans notre propriété de celle-ci; les risques associés aux projets de développement et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis et licences, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie; l'augmentation des coûts ou le report des échéances de construction ou de mise en service des pipelines reliés aux unités converties; des changements dans les attentes quant au versement futur de dividendes, y compris par TransAlta Renewables Inc.; les garanties d'assurance; les notes de crédit; notre provision pour impôts sur le bénéfice; les litiges et poursuites

judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société, y compris en ce qui a trait à l'établissement de l'exploitation commerciale à la centrale de South Hedland; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de développement et les acquisitions, y compris les retards relatifs à l'aménagement du projet d'accumulation par pompage à la centrale de Brazeau. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle ou dans un document intégré par renvoi, y compris notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (« 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 s'y fier outre mesure, car ils reflètent les attentes de la Société uniquement à la date des présentes. 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 énoncés prospectifs pourraient ne pas se matérialiser ou se matérialiser avec une ampleur différente ou à un moment différent de ceux que nous décrivons. 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 2018 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 est une société par actions organisée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA »). La Société a été constituée par un certificat de fusion délivré 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 pour une. 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, alors 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 d'une 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.

TransAlta a modifié ses statuts le 7 décembre 2010, pour créer les actions de série A et les actions de série B, puis le 23 novembre 2011, pour créer les actions de série C et les actions de série D, ainsi que le 3 août 2012, pour créer les actions de série E et les actions de série F, et enfin le 13 août 2014, pour créer les actions de série G et les actions de série H.

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

APERÇU

TransAlta

TransAlta et ses sociétés devancières se consacrent au développement, 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 environ 8 000 mégawatts (« MW ») de capacité de production^{1,2}. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 9 331 MW. 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.

Nos secteurs

Le secteur Charbon au Canada a une participation nette d'environ 3 033 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 1 353 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 837 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 450 MW de capacité de production d'électricité.

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 fil de l'évolution des marchés.

Le secteur Siège social offre du soutien à chacun des secteurs susmentionnés et comprend les divisions centrales de la Société que sont les fonctions financières, juridiques et administratives et les relations avec les investisseurs.

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.

TransAlta Renewables

TransAlta Corporation est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 61 % 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 cotée en bourse du Canada.

Nous avons constitué TransAlta Renewables en 2013 avec l'objectif de réaliser des avantages stratégiques et financiers précis, dont les suivants : i) mettre sur pied une entité consacrée à la recherche et au financement d'occasions de croissance dans le secteur de la production d'énergie renouvelable; ii) valoriser les actifs de

1) La participation nette de 7 939 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 61 % dans TransAlta Renewables.

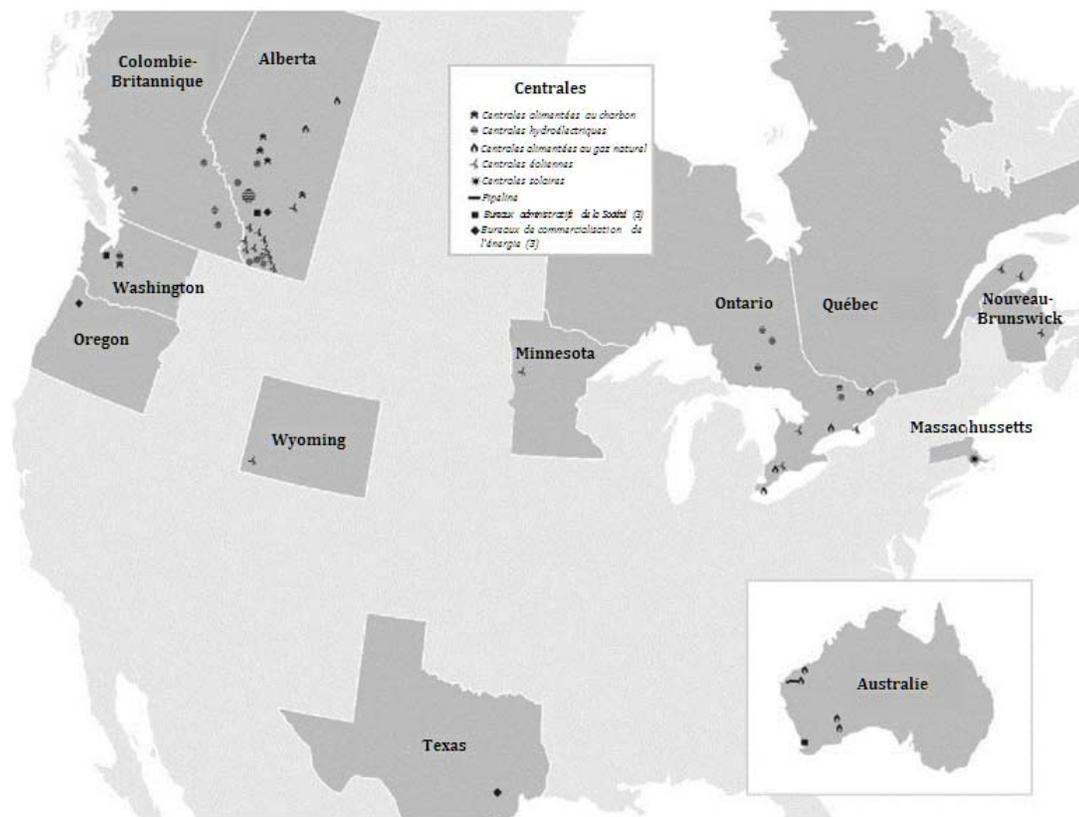
2) L'information concernant les MW est fournie en date du 31 décembre 2018.

production d'énergie renouvelable de TransAlta; iii) conserver la participation majoritaire de TransAlta dans les actifs sous-jacents pour qu'elle en demeure l'exploitant; iv) affecter un produit d'environ 200 M\$ à 250 M\$ au remboursement de la dette et au renforcement du bilan de TransAlta; et v) procurer à TransAlta une plus grande marge de manœuvre financière en lui fournissant une autre source de capitaux et des dépenses en immobilisations distinctes. Nous continuons de tirer avantage de la possession d'actifs présentant des profils risque/rendement différents dans deux entreprises distinctes, ce qui permet notamment à chacune d'elles d'attirer un financement et les investisseurs appropriés. TransAlta détient principalement des actifs commerciaux de production d'énergie à partir du charbon et d'énergie hydroélectrique, tandis que TransAlta Renewables détient des actifs de production d'énergie éolienne, solaire et à partir du gaz visés par des contrats à long terme qui génèrent des flux de trésorerie stables. La participation majoritaire de TransAlta dans TransAlta Renewables a soutenu les efforts de la Société dans sa stratégie globale de développement, de construction et d'acquisition de nouveaux actifs d'énergie renouvelable.

TransAlta Renewables ou une ou plusieurs de ses filiales en propriété exclusive sont propriétaires directement de certaines de nos centrales éoliennes, hydroélectriques et alimentées au gaz naturel. TransAlta Renewables détient également une participation financière dans un certain nombre de nos autres centrales. TransAlta Corporation fournit tous les services d'administration, de gestion et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation et de la convention de gouvernance et de coopération intervenues entre TransAlta Corporation and TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* ».

Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2018.



Note :

- 1) Comprend des centrales dont TransAlta Renewables ou ses filiales sont directement propriétaires, ainsi que des centrales dans lesquelles TransAlta Renewables ou l'une de ses filiales a une participation financière. Nous sommes directement ou indirectement propriétaire d'une participation globale d'environ 61 % dans TransAlta Renewables.

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 centrales ainsi que les fonctions de relations avec les investisseurs de la Société.

Les dernières années ont été marquées par des changements d'ordre réglementaire substantiels qui ont profondément impacté les activités et les stratégies de la Société. En 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta qui fixe des objectifs pour la réduction des émissions de gaz carbonique et l'élimination progressive de la pollution provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. TransAlta a réagi rapidement et avec détermination au Plan de leadership sur le climat en commençant à se transformer en leader de la production d'énergie propre. Nous avons négocié avec le gouvernement de l'Alberta, en adoptant une approche fondée sur des principes, pour nous assurer d'avoir la certitude et la capacité nécessaires afin d'investir dans l'énergie propre et, en novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta et TransAlta ont conclu un accord contraignant relatif à l'abandon du charbon qui prévoit des compensations pour la perte de valeur des centrales alimentées au charbon de l'unité 3 de Keephills, de l'unité 3 de Genesee et de Sheerness dont la durée de vie utile s'étendait au-delà de 2030.

Les événements et les conditions d'importance qui ont eu une incidence sur nos activités au cours des trois derniers exercices et à ce jour au cours du présent exercice sont résumés ci-dessous. Certains de ces événements et conditions sont étudiés plus en détail sous la rubrique « *Activités de TransAlta* ».

Faits récents

Production et expansion des affaires

2018

Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, nous avons exercé notre option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer (« gazoduc Pioneer »). Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (« Tidewater ») construira et exploitera ce gazoduc de 120 kilomètres, qui aura une capacité initiale de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour (« Mpi3/j ») pouvant être portée à environ 440 Mpi3/j. Le gazoduc Pioneer nous permettra d'augmenter le nombre d'unités alimentées au charbon pouvant passer à l'alimentation mixte aux centrales de Sundance et de Keephills, ce qui entraînera une diminution des émissions de gaz carbonique et des coûts. En outre, le gazoduc Pioneer fournira une quantité importante du gaz nécessaire pour assurer la conversion complète des unités alimentées au charbon en unités alimentées au gaz naturel. Notre investissement s'élèvera à environ 90 M\$. Le gazoduc Pioneer, dont la construction a commencé en novembre 2018, devrait être pleinement fonctionnel au deuxième semestre de 2019. Notre investissement est assujéti aux approbations définitives des organismes de réglementation, que nous prévoyons obtenir au premier semestre de 2019.

Projet réalisé dans le cadre du programme de production d'électricité renouvelable de l'Alberta – Windrise

Également le 17 décembre 2018, nous avons annoncé que notre projet éolien Windrise de 207 MW a été l'un des deux projets retenus par l'AESO dans le cadre de la troisième tranche du programme de production d'électricité renouvelable (Renewable Electricity Program) de l'Alberta. La centrale de Windrise, qui est située dans le comté de Willow Creek, peut compter sur une convention de soutien à la production d'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans conclue avec l'AESO. Ce projet devrait coûter environ 270 M\$ et atteindre le stade de la production commerciale au deuxième trimestre de 2021.

Achèvement de l'agrandissement du parc éolien de TransAlta au Nouveau Brunswick

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'agrandissement du parc éolien de 17,25 MW de Kent Hills, au Nouveau-Brunswick était entré en production commerciale, portant ainsi la capacité de production totale à 167 MW. Aux termes du CAE d'une durée de 17 ans, Société d'énergie du Nouveau-Brunswick reçoit à la fois de l'énergie dans son réseau électrique et des crédits d'énergie renouvelable. L'agrandissement de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills est situé sur un terrain d'environ 20 acres du domaine public et consiste en cinq turbines Vestas V126. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne établi dans le Canada atlantique, et TransAlta Renewables ont développé ensemble le parc éolien et en sont copropriétaires.

Mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et mise à jour du calendrier d'arrêts temporaires

Le 31 juillet 2018, nous avons procédé à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa durée de vie utile plus brève que celle d'autres unités, de son âge, de sa taille et des capitaux nécessaires pour sa remise en service. En plus de la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance, nous avons revu notre calendrier d'arrêts temporaires comme suit (l'unité 1 de la centrale de Sundance est fermée définitivement depuis le 1^{er} janvier 2018 et les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance ont été mises à l'arrêt temporaire le 1^{er} avril 2018) : i) l'unité 3 de la centrale de Sundance demeurera à l'arrêt temporaire jusqu'au 1^{er} avril 2020; ii) l'unité 5 de la centrale de Sundance demeurera à l'arrêt temporaire jusqu'au 1^{er} avril 2020; et, iii) contrairement à ce qui était prévu, l'unité 4 de la centrale de Sundance Unit ne devrait plus être arrêtée temporairement le 1^{er} avril 2019.

Vente de trois actifs d'énergie renouvelable

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de nous une participation financière dans le parc éolien de 50 MW de Lakeswind, au Minnesota, et dans des projets d'énergie solaire totalisant 21 MW situés au Massachusetts. De plus, TransAlta Renewables a fait l'acquisition du parc éolien de 20 MW de Kent Breeze situé en Ontario. Le coût d'achat total de ces trois actifs, qui ont une durée de vie contractuelle pondérée moyenne de 15 ans, s'élevait à 166 M\$, y compris la prise en charge par TransAlta Renewables de 62 M\$ d'obligations relatives à la masse fiscale et d'une dette liée aux projets. TransAlta Renewables a financé la tranche en capitaux propres de ces acquisitions au moyen de ses liquidités existantes.

Acquisition de projets éoliens aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a conclu une entente en vue de l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Ces projets de développement éolien consistent en i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie qui fait l'objet d'un CAE d'une durée de 15 ans conclu avec Microsoft Corp. (« Big Level ») et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAE d'une durée de 20 ans (« Antrim ») (collectivement, « projets éoliens américains »). L'acquisition d'Antrim est subordonnée à certaines conditions de clôture, dont l'obtention d'une décision favorable des autorités de réglementation. Nous prévoyons que la clôture de l'acquisition d'Antrim se produira au début de 2019. Les deux projets devraient entrer en production commerciale au deuxième semestre de 2019.

2017

Accélération de la conversion au gaz naturel des centrales alimentées au charbon

Le 6 décembre 2017, nous avons annoncé l'accélération de la conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, qui passeront de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz en 2021 ou 2022, soit un an plus tôt que ce qui était prévu initialement. Nous avons aussi annoncé l'arrêt temporaire des activités d'une combinaison d'unités de la centrale de Sundance en 2018 et en 2019 pour permettre à deux unités alimentées au charbon de la centrale de Sundance de

fonctionner à haute capacité et à plus faible coût jusqu'en 2020. Dans le cadre du plan d'optimisation de la centrale de Sundance, nous avons arrêté temporairement les activités des unités 3 et 5 le 1^{er} avril 2018.

Le Balancing Pool résilie les contrats d'achat d'électricité de l'Alberta de la centrale de Sundance

Le 18 septembre 2017, nous avons reçu un avis officiel du Balancing Pool relativement à la résiliation des contrats d'achat d'électricité de l'Alberta visant l'unité B et l'unité C de la centrale de Sundance, avec prise d'effet le 31 mars 2018. Par suite de cette résiliation, nous avons reçu la somme de 157 M\$ au premier trimestre de 2018. Le Balancing Pool a exclu certains actifs miniers qui, selon nous, devraient être inclus dans le calcul de la valeur, ce qui donnerait une indemnité de résiliation supplémentaire de 56 M\$. Le différend est actuellement soumis à l'arbitrage prévu par le CAE.

État de l'exploitation commerciale à la centrale de South Hedland

Le 1^{er} août 2017, nous avons répondu à l'affirmation de Fortescue Metals Group Limited (« FMG ») selon laquelle la centrale de South Hedland n'avait pas encore atteint le stade de l'exploitation commerciale. Selon nous, toutes les conditions permettant d'établir que le stade de l'exploitation commerciale a été atteint aux termes du contrat d'achat d'électricité conclu avec FMG ont été remplies intégralement. Ces conditions comprennent la réception d'un certificat d'exploitation commerciale, l'exécution et la réussite de certains tests obligatoires et l'obtention de l'ensemble des permis et des approbations nécessaires du North West Interconnected System et des organismes gouvernementaux. Le 13 novembre 2017, nous avons reçu un avis officiel de résiliation du contrat d'achat d'électricité de la centrale de South Hedland (« CAE de South Hedland ») de la part de FMG. Nous avons intenté une action devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 4 décembre 2017 en vue de recouvrer les sommes facturées en vertu du CAE de South Hedland. La centrale de South Hedland est entièrement opérationnelle et en mesure de répondre aux exigences de FMG aux termes du CAE de South Hedland depuis juillet 2017.

Avis de rachat de la centrale de Solomon donné par Fortescue Metals Group

Le 1^{er} août 2017, nous avons reçu de FMG un avis de son intention de racheter la centrale de Solomon auprès de TEC Pipe Pty Ltd. (« TEC Pipe »), filiale en propriété exclusive de la Société, en contrepartie d'environ 335 M\$ US. FMG a réalisé l'acquisition de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017 et TEC Pipe a reçu 325 M\$ US en contrepartie. Bien que FMG ait retenu environ 43 M\$ AU de taxes applicables au rachat de la centrale de Solomon, TransAlta a intenté une action et réussi à récupérer la totalité des taxes payables par FMG.

Vente de la participation dans la centrale de Wintering Hills

Le 1^{er} mars 2017, nous avons vendu notre participation de 51 % dans la centrale éolienne commerciale de Wintering Hills située près de Drumheller, en Alberta, en contrepartie d'environ 61 M\$. Le produit de la vente a été 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.

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 (« contrat de PSVSP ») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») de l'Ontario relativement à notre centrale de cogénération 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 cogénération de Mississauga qui avait été conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), lequel aurait autrement expiré en décembre 2018. En décembre 2018, TransAlta a exercé son option de résiliation du contrat de location qui la lie à Boeing Canada Inc., avec prise d'effet le 31 décembre 2021. TransAlta est tenue de retirer l'usine et de restaurer le site dans l'intervalle de trois ans.

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 l'obtention de paiements de transition en contrepartie de la cessation des émissions liées à la combustion de charbon provenant de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de la centrale de Sheerness, lesquelles centrales sont alimentées au charbon, au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'accord relatif à l'abandon du charbon, nous avons le droit de toucher des paiements en espèces annuels d'environ 37,4 M\$, somme nette revenant à la Société, à compter de 2017 et jusqu'en 2030. La réception des paiements est assujettie à notre respect de certaines modalités et conditions, notamment la cessation de toutes les émissions provenant de nos centrales alimentées au charbon 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.

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 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 avions 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 défectuosité 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. L'acheteur aux termes de ce contrat d'achat d'électricité et le Balancing Pool cherchent à en appeler ou à faire infirmer la décision du groupe d'arbitrage, ce que nous estimons sans fondement. La demande est censée être entendue du 27 février 2019 au 1^{er} mars 2019.

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 de vie utile 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.

Siège social et Commercialisation de l'énergie

2019

Départs annoncés d'administrateurs

Le 25 janvier 2019, nous avons annoncé la décision de Timothy Faithfull et la décision de l'ambassadeur Gordon Giffin de quitter le conseil. Plus tôt en 2018, M. Faithfull avait informé le conseil de son intention de quitter le conseil d'administration immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires de 2019 de TransAlta et, toujours en 2018, l'ambassadeur Gordon Giffin a annoncé son intention de quitter son poste d'administrateur et de président du conseil en 2020. Le conseil a entrepris des démarches pour trouver un nouveau président du conseil en 2019.

2018

Nomination du chef des finances

Le 13 novembre 2018, nous avons nommé Christophe Dehout au poste de chef des finances en remplacement de Brett Gellner (alors chef des finances par intérim), qui demeure chef de la stratégie et des investissements de TransAlta. Notre ancien chef des finances, Donald Tremblay, a quitté son poste avec prise d'effet le 8 mai 2018.

Remboursement anticipé de billets à moyen terme

Le 2 août 2018, nous avons remboursé par anticipation la totalité de nos billets à moyen terme à 6,40 % échéant le 18 novembre 2019 d'un capital global de 400 M\$ (« billets ») alors en circulation. Le prix de remboursement par tranche de 1 000 \$ de capital des billets s'établissait à 1 061,736 \$ (pour un total de 425 M\$), ce qui comprend une prime de remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés sur les billets à la date de remboursement.

Placement d'obligations de 345 M\$

Le 20 juillet 2018, notre filiale en propriété exclusive indirecte TransAlta OCP LP (« TransAlta OCP ») a émis pour environ 345 M\$ d'obligations dans le cadre d'un placement privé. Ces obligations sont garanties notamment par une charge de premier rang grevant la totalité sauf un pourcentage minime des titres de capitaux propres de TransAlta OCP et de son commandité, et par une charge de premier rang grevant tous les comptes de TransAlta OCP et certains autres actifs. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission au taux annuel de 4,509 %, les intérêts étant payables semestriellement, et elles viennent à échéance le 5 août 2030.

Réalisation par TransAlta Renewables d'un placement d'actions ordinaires par acquisition ferme de 150 M\$

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a émis, dans le cadre d'un placement faisant l'objet d'une acquisition ferme, 11 860 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables au prix de 12,65 \$ chacune, pour un produit brut revenant à TransAlta Renewables d'environ 150 M\$. En conséquence du placement, notre participation dans TransAlta Renewables a été réduite, passant d'environ 64 % à 61 %.

Résultats du vote sur le conseil d'administration

Lors de notre assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2018 qui s'est tenue le 20 avril 2018, M. Bryan Pinney a été élu à titre de nouveau membre du conseil d'administration, en remplacement de Thomas Jenkins. M. Pinney possède plus de 30 ans d'expérience auprès de nombreuses sociétés canadiennes parmi les plus grandes, surtout dans les secteurs de l'énergie, des ressources et de la construction. M. Pinney a été associé de Deloitte entre 2002 et 2015. Il a été associé directeur du bureau de Calgary de 2002 à 2007, puis associé directeur national en audit et assurances de 2007 à 2011 et, enfin, vice-président jusqu'en juin 2015.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 9 mars 2018, la Bourse de Toronto (« TSX ») a accepté notre avis de présentation d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre de rachat »). Conformément à l'offre de rachat, nous pouvons racheter jusqu'à 14 000 000 de nos actions ordinaires. Les rachats effectués aux termes de l'offre de rachat pourront être faits au moyen d'opérations sur le marché libre à la TSX et sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle nos actions ordinaires sont négociées, en fonction du cours du marché et sous réserve de certaines restrictions. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'offre de rachat seront annulées. En date du 26 février 2019, nous avons racheté et fait annuler au total 3 264 500 actions ordinaires au prix moyen de 7,02 \$ chacune, pour un coût total d'environ 23 M\$.

Remboursement anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, nous avons remboursé par anticipation la totalité de nos billets de premier rang à 6,65 % de 500 M\$ US échéant le 15 mai 2018 alors en circulation. Le prix de remboursement de ces billets s'établissait à environ 617 M\$, ce qui comprend une prime de remboursement anticipé de 5 M\$ et les intérêts courus et impayés sur les billets à la date de remboursement.

2017

Financement d'un projet d'actifs éoliens au Nouveau-Brunswick

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a mené à bien un placement d'obligations de 260 M\$ pour le compte de sa filiale en propriété exclusive indirecte Kent Hills Wind LP, placement qui est garanti par une charge de premier rang grevant tous les actifs de Kent Hills Wind LP. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de leur date d'émission au taux de 4,454 %, les intérêts étant payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Le produit net a été affecté au financement d'une partie des coûts de construction de l'agrandissement de 17,25 MW de l'unité 3 de la centrale de Kent Hills (lorsque les conditions précisées seront remplies, notamment la réussite de certains tests

d'achèvement) et à l'octroi d'avances à Canadian Hydro Developers, Inc. (« CHD ») et à un membre du même groupe que Natural Forces Technologies Inc., le partenaire de la Société à qui appartient environ 17 % de Kent Hills Wind LP. Le produit des avances consenties à CHD a servi au remboursement de toutes les débetures en circulation de CHD.

TransAlta nomme l'honorable Rona Ambrose à son conseil d'administration

Avec prise d'effet le 13 juillet 2017, notre conseil d'administration a nommé l'honorable Rona Ambrose membre de notre conseil d'administration. L'honorable Rona Ambrose a déjà été chef de l'opposition officielle à la Chambre des communes du Canada et chef du Parti conservateur du Canada. Elle a également été ministre au sein de neuf ministères et a notamment occupé les postes de vice-présidente du Conseil du trésor et de présidente du comité du Cabinet sur la sécurité publique, la justice et les questions autochtones.

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 TAPC et dans son commandité ainsi que par une charge de premier rang grevant tous les comptes de TAPC et certains autres actifs. Les obligations, qui viennent à échéance le 31 décembre 2030, 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 de base. Le produit a été affecté au financement de certains membres du même groupe que TAPC, à la réduction de la dette de certains membres 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 Vent New Richmond S.E.C. (« Vent NR »), lequel est garanti par une charge de premier rang grevant tous les actifs de Vent NR. 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 CHD conformément à une convention de prêt intersociétés, avances dont le produit a été affecté au financement de certaines centrales de membres du même groupe que Vent NR 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 en actions privilégiées de premier rang à taux variable rachetables et à dividende cumulatif, série B (« actions de série B ») à raison de une pour une. 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. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique « *Structure du capital* ».

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^{MC}, 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 débetures 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.

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.

Au fil de la transformation de la Société en leader de l'énergie propre, la part des produits des activités ordinaires qui est attribuable au secteur Charbon au Canada et au secteur Charbon aux États Unis devrait diminuer par rapport à celle des autres unités opérationnelles. En outre, la Société a mis en œuvre le projet Greenlight ayant pour but de faciliter l'allègement de sa structure organisationnelle et de coûts afin de lui permettre de s'adapter au nouveau modèle d'affaires.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur aux produits des activités ordinaires au 31 décembre 2018 :

	<u>Produits de 2018¹⁾</u>	<u>Produits de 2017¹⁾</u>
Charbon au Canada	40 %	43 %
Charbon aux É.-U.	20 %	19 %
Gaz au Canada	10 %	11 %
Gaz en Australie	7 %	6 %
Énergie éolienne et solaire	13 %	13 %
Hydroélectricité	7 %	5 %
Commercialisation de l'énergie	3 %	3 %
Siège social	0 %	0 %

Note :

- 1) Comprend la totalité des produits des activités ordinaires de TransAlta Renewables ou de ses filiales ainsi que des centrales dans lesquelles TransAlta Renewables ou l'une de ses filiales a une participation financière. Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 61 % dans TransAlta Renewables.

Pour de plus amples renseignements sur nos résultats et nos actifs sectoriels, veuillez vous reporter à la note 34 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

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

Secteur Charbon au Canada

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales du secteur Charbon au Canada.

Nom de la centrale	Province	Propriété (%)	Puissance nette détenue (MW) ¹⁾	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat ²⁾
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° 3 de Sundance ⁵⁾	AB	100	368	1976	Commerciale	-
Unité n° 4 de Sundance ⁵⁾	AB	100	406	1977	Commerciale	-
Unité n° 5 de Sundance ⁵⁾	AB	100	406	1978	Commerciale	-
Unité n° 6 de Sundance ⁵⁾	AB	100	401	1980	Commerciale	-
Puissance nette totale du secteur Charbon au Canada			3 033			

Notes :

- 1) Comme les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche, le total des colonnes peut ne pas être exact.
- 2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) La capacité 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 capacité commerciale comprend un accroissement de la puissance nominale de 10 MW achevé au premier trimestre de 2016.
- 5) Le Balancing Pool a décidé de résilier le CAE de l'unité B de la centrale de Sundance et le CAE de l'unité C de la centrale de Sundance avec prise d'effet au plus tard le 31 mars 2018.

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 Corporation (« 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 utile 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 chacune une puissance maximale de 395 MW. La centrale de Sheerness est située à environ 200 km au nord-est de Calgary (Alberta) et appartient en copropriété à TransAlta Cogeneration LP (« TA Cogen ») et à ATCO Power (2000) Ltd. (« ATCO Power »). Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ».

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 de nos émissions provenant de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de la centrale de Sheerness, lesquelles centrales sont alimentées au charbon. L'accord relatif à l'abandon du charbon prévoit que nous avons le droit de toucher des paiements annuels en espèces d'environ 37,4 M\$, somme nette revenant à TransAlta, de la part du gouvernement de l'Alberta, 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 de nos centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Parmi les autres conditions, on compte le maintien d'investissements et d'activités liées à des investissements prescrits en Alberta, le maintien d'une présence commerciale significative en Alberta (notamment des niveaux d'emploi prescrits), 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 touchés, dans chaque cas comme le prévoit l'accord relatif à l'abandon du charbon. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

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. Prairie Mines & Royalty Ltd. exploitait la mine pour le compte de TransAlta 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 Mining Limited Partnership (« SunHills »). La décision d'exploiter notre centrale directement a été prise pour nous procurer une meilleure maîtrise de nos coûts et de nos activités.

Nous estimons que les réserves de charbon récupérables de cette mine suffisent à répondre aux besoins prévus pour la durée de vie utile des centrales qu'elle dessert. 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 la centrale tandis que TransAlta est responsable de l'exploitation de la centrale. L'unité 3 de la centrale de Keephills a commencé ses activités commerciales le 1^{er} septembre 2011. Chaque associé répartit et commercialise de façon indépendante sa part de la production d'électricité de la centrale. Nous approvisionnons celle-ci en charbon à partir de 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. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ».

Le 1^{er} janvier 2018, nous avons mis l'unité 1 de la centrale de Sundance hors service et avons mis l'unité 2 à l'arrêt temporaire. Le 1^{er} avril 2018, nous avons mis les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance à l'arrêt temporaire. Le 31 juillet 2018, nous avons procédé à la mise hors service permanente de l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa durée de vie utile plus brève que celle d'autres unités, de son âge, de sa taille et des capitaux nécessaires pour sa remise en service. Cette mise hors service s'inscrit dans notre stratégie de transition vers l'énergie propre.

En 2018, nous avons mis à jour le calendrier des arrêts temporaires, qui prévoit maintenant ce qui suit :

- l'unité 3 de la centrale de Sundance demeurera arrêtée temporairement jusqu'au 1^{er} avril 2020;
- l'unité 5 de la centrale de Sundance demeurera arrêtée jusqu'au 1^{er} avril 2020;
- contrairement à ce qui était prévu, l'unité 4 de la centrale de Sundance ne devrait plus être arrêtée temporairement le 1^{er} avril 2019, et nous procéderons à des travaux de maintenance au premier semestre de 2019.

La décision d'arrêter temporairement certaines unités fait en sorte que les unités qui restent sont exploitées avec de solides facteurs d'utilisation de la capacité, ce qui assure des structures de coûts compétitives. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

Nous avons accéléré la conversion de l'alimentation au charbon à l'alimentation au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, que nous prévoyons réaliser entre 2020 et 2023. Les centrales alimentées au charbon que nous exploitons, lorsqu'elles auront été converties à la production à partir du gaz, devraient pouvoir être exploitées jusqu'en 2031 à 2039.

Secteur Gaz au Canada

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales canadiennes alimentées au gaz naturel.

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⁾
Fort Saskatchewan ⁵⁾	AB	30	35	1999	CLT	2029
Poplar Creek ⁴⁾	AB	100	230	2001	CLT	2030
Ottawa ⁵⁾	ON	50	37	1992	CLT/Commercial	2019-2033
Sarnia ³⁾	ON	100	499	2003	CLT	2022-2025
Windsor ⁵⁾	ON	50	36	1996	CLT/Commercial	2031
Puissance nette totale du secteur Gaz au Canada			837			

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, directement ou indirectement, d'environ 61 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) La centrale appartient à TransAlta Renewables.
- 4) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor Energy Inc. 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.
- 6) Depuis janvier 2018, la centrale de Mississauga ne produit plus activement d'électricité.

Nous détenons une participation nette de 30 % dans la centrale de Fort Saskatchewan. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan appartient à TA Cogen et à Prairie Boys Capital Corporation (autrefois connue sous le nom de Strongwater Energy Ltd.). Au quatrième trimestre de 2017, nous avons conclu pour la centrale de Fort Saskatchewan un contrat à long terme qui prévoit la livraison d'énergie et de vapeur au client. Le contrat a une durée initiale de 10 ans, commençant le 1^{er} janvier 2020, avec l'option de deux prolongations de cinq ans. Le contrat permet à notre client de continuer de profiter de la souplesse opérationnelle qu'offre la centrale.

Notre centrale de Poplar Creek est située à Fort McMurray, en 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 cogénération de Mississauga appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. La puissance était vendue aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la SFIEO, qui a été résilié avec prise d'effet le 31 décembre 2016. Depuis janvier 2017, la centrale de Mississauga ne produit plus activement d'électricité, et le 31 décembre 2018, le contrat de répartition amélioré conclu avec la SIERE de l'Ontario a expiré. En décembre 2018, TransAlta a exercé son option de résiliation du contrat de location qui la lie à Boeing Canada Inc., avec prise d'effet le 31 décembre 2021. TransAlta est tenue de retirer l'usine et de restaurer le site dans l'intervalle de trois ans.

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle. Il s'agit d'une centrale 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 été reconduit automatiquement jusqu'au 31 décembre 2019.

La centrale de Sarnia est une centrale de cogénération à cycle combiné de 499 MW qui fournit de la vapeur et de l'électricité aux installations industrielles avoisinantes appartenant à ARLANXEO Canada Inc. (auparavant LANXESS AG), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (« NOVA ») (qui approvisionne à son tour Styrolution, 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, ayant pris 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 la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». En 2018, la puissance de la centrale de Sarnia, auparavant de 506 MW, a été ramenée à 499 MW par suite de la mise hors service temporaire d'un alternateur. La réduction de la capacité n'a pas d'incidence sur la faculté de la centrale de respecter ses obligations contractuelles.

La centrale de Windsor appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ». Il s'agit d'une centrale 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 Fiat Chrysler Automobiles Canada Inc. située à Windsor aux termes d'un contrat qui expire en 2020.

Secteur Gaz en Australie

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales australiennes 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 contrat
Parkeston ²⁾³⁾	WA ⁴⁾	50	55	1996	CLT	2026
South Hedland ²⁾	WA ⁴⁾	100	150	2017	CLT	2042
Southern Cross Energy ²⁾⁵⁾	WA ⁴⁾	100	245	1996	CLT	2023
Puissance nette totale du secteur Gaz en Australie			450			

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 du 31 décembre 2018, TransAlta était propriétaire d'environ 61 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.
- 3) La centrale est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.
- 4) Australie-Occidentale.
- 5) Comprend quatre centrales.

Tous nos actifs australiens appartiennent, directement ou indirectement, à TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. (« TEA »), filiale en propriété exclusive de TransAlta. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière fondée sur les flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents de TEA, en contrepartie d'un paiement correspondant à 1,78 G\$, montant qui comprenait le coût du financement des travaux restants pour terminer la construction de la centrale de South Hedland.

Conformément aux modalités des actions privilégiées, TransAlta Renewables a le droit de recevoir, en priorité par rapport aux porteurs d'actions ordinaires du capital de TEA, des dividendes en espèces privilégiés trimestriels. Les actions privilégiées ne confèrent aucun droit résiduel de participation aux résultats de TEA. En cas de liquidation ou de dissolution de TEA ou de toute autre distribution de ses actifs entre ses actionnaires en vue de liquider ses affaires, TransAlta Renewables a le droit, sous réserve de la législation applicable, de recevoir de TEA, en qualité de seul porteur d'actions privilégiées, avant que TEA ne fasse quelque distribution que ce soit aux porteurs des actions ordinaires ou d'autres actions de rang inférieur aux actions privilégiées, une somme égale à la juste valeur marchande des actifs australiens.

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 ayant pris 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 (« MGE ») 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.

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 de la centrale de Southern Cross Energy.

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. 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 de FMG. 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.

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 a atteint le stade de l'exploitation commerciale le 28 juillet 2017. Toute la production de la centrale a 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 demeure 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 de FMG pour une puissance de 35 MW. En novembre 2017, nous avons reçu un avis de FMG qui prétendait résilier son contrat d'achat d'électricité. Nous continuons de contester cet avis et de facturer à FMG la puissance visée par le contrat. 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.

Secteur Hydroélectricité

Le secteur Hydroélectricité détient une participation dans 926 MW nets. Les centrales sont situées en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et dans l'État de Washington.

En plus de contrats de vente d'électricité, 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-après présente de façon sommaire 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 du 31 décembre 2018, TransAlta était propriétaire, directement ou indirectement, d'environ 61 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) Lorsqu'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 du secteur.
- 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 à 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 »), 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 de l'Ontario 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 la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle.

Centralia

Nous possédons une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuck, près de Centralia, dans l'État de Washington, 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 2018, le secteur Énergie éolienne et solaire détenait des participations d'environ 1 455 MW de puissance éolienne brute provenant de 10 parcs éoliens dans l'Ouest canadien, 4 en Ontario, 2 au Québec, 3 au Nouveau-Brunswick et 2 aux États-Unis, plus précisément dans les États du Wyoming et du Minnesota. Nous détenons également une participation dans 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 inexactes, les produits correspondants reçus pourraient être réduits. Les prévisions de production sont fondées sur la prévision de production moyenne à long terme d'un emplacement donné, qui tient compte des conditions météorologiques 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'un parc 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 inexactes, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

En plus des contrats de vente de l'énergie produite, 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 de façon sommaire 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
Sinnott 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	-
Mass Solar ³⁾⁸⁾	MA	100	21	2012-2015	CLT	2032-2045
Lakeswind ³⁾	MN	100	50	2014	CLT	2034
Kent Hills 1 ⁴⁾⁵⁾	NB	83	80	2008	CLT	2035
Kent Hills 2 ⁴⁾⁵⁾	NB	83	45	2010	CLT	2035
Kent Hills 3 ⁴⁾	NB	83	14	2018	CLT	2035
Kent Breeze ⁴⁾	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 du secteur Énergie éolienne et solaire			1 353			

Notes :

- 1) 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. En date du 31 décembre 2018, TransAlta était propriétaire, directement et indirectement, d'environ 61 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- 2) Lorsqu'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) Centrale appartenant à TransAlta Renewables.
- 5) 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.
- 6) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 7) Comprend deux centrales.
- 8) Comprend plusieurs centrales.

La centrale d'Ardenville, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 69 MW situé à environ huit kilomètres au sud de Fort Macleod, en Alberta, et adjacent à la centrale éolienne de Macleod Flats. C'est nous qui avons construit ce projet, qui a commencé ses activités commerciales 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.

La centrale de Blue Trail, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 66 MW situé dans le sud de l'Alberta, qui 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.

La centrale 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 dans les régions de Cardston County et de Hillspring, dans le sud-ouest de l'Alberta. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Cowley North, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 20 MW situé à Pincher Creek (Alberta). Elle 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 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.

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

La centrale de Sinnott, qui appartient à TransAlta Renewables, a une puissance installée totale de 7 MW et est située à Pincher Creek (Alberta). Elle 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 ses activités commerciales en septembre 2006. Elle appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Nexen Energy ULC. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite 50 % 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).

L'unité 1 de la centrale de Summerview, 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 construite et celle-ci a commencé ses activités commerciales en 2004. L'unité 1 de la centrale de Summerview, 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.

L'unité 2 de la centrale de Summerview, 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 construite et celle-ci a commencé ses activités commerciales en février 2010. L'agrandissement de l'unité 2 du parc éolien de Summerview 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 Mass Solar est un projet solaire de 21 MW comprenant plusieurs installations situées au Massachusetts. Ce parc solaire 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. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflat qui lui procurent une participation financière dans le parc solaire. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* ».

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. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflat qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

L'unité 1 de la centrale de Kent Hills, qui appartient à TransAlta Renewables, est un projet de 96 MW situé à Kent Hills (Nouveau-Brunswick) qui livre de l'électricité aux termes d'un CAE 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 le développement conjoint 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. Le 1^{er} juin 2017, nous avons prolongé de deux ans la durée du CAE de l'unité 1 de la centrale de Kent Hills, soit jusqu'en 2035. L'unité 1 de la centrale de Kent Hills est habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'au 31 décembre 2018.

L'unité 2 de la centrale 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 CAE de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick qui expire en 2035. Natural Forces a exercé son option visant l'acquisition d'une participation de 17 % dans le projet d'agrandissement de l'unité 2 de Kent Hills après le début des activités commerciales. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2010. L'unité 2 de la centrale de Kent Hills appartient à TransAlta Renewables et est habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2020.

Le 1^{er} juin 2017, nous avons signé un CAE avec Énergie Nouveau-Brunswick relativement à un nouvel agrandissement du parc éolien de Kent Hills. Le projet d'agrandissement, soit l'unité 3 de la centrale de Kent Hills, a atteint le stade de l'exploitation commerciale le 19 octobre 2018 et ajoute cinq turbines de 3,45 MW au parc éolien de Kent Hills, procurant 17,25 MW additionnels à cet emplacement. La capacité de production des trois centrales de Kent Hills est ainsi portée globalement à 167 MW. Le CAE de l'unité 3 de la centrale de Kent Hills expire en 2035. L'unité 3 de la centrale de Kent Hills appartient à TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

La centrale de Kent Breeze est un projet éolien de 20 MW situé à Thamesville (Ontario). Elle a commencé ses activités commerciales en 2011. La production de cette centrale est vendue à la SIERE. La centrale de Kent Breeze est habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2021. Le 31 mai 2018, elle a été acquise par TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

La centrale de Melancthon I, qui appartient à TransAlta Renewables, est un projet éolien de 68 MW situé dans le canton de Melancthon, près de Shelburne (Ontario). Cette centrale a commencé 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 un projet éolien de 132 MW adjacent à 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 était habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'au 30 novembre 2018.

La centrale de Wolfe Island, qui appartient à TransAlta Renewables, est un projet éolien de 198 MW situé sur 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 ses activités commerciales en 1999. La production qui en est tirée est vendue à Hydro-Québec Production. 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 la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ».

La centrale de New Richmond, qui appartient à TransAlta Renewables, est un projet éolien de 68 MW également situé dans la péninsule gaspésienne, au Québec. Il est visé par 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 contrepartie de qualité. TransAlta Renewables détient des actions privilégiées reflétant de la Société qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables ».

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 et de Kent Breeze, provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources alternatives dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada.

Secteur Charbon aux États-Unis

Nos centrales américaines alimentées au charbon sont présentées de façon sommaire dans le tableau ci-après.

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Puissance nette détenue (MW)	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat
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 total 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 Transition 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 gaz à effet de serre (« GES ») de l'État en cessant la production au charbon dans l'une de ses deux chaudières au plus tard à la fin de 2020 et dans l'autre, au plus tard à 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 d'être alimentée au charbon. 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, nous avons annoncé notre décision d'aller de l'avant avec nos 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 des deux unités alimentées au charbon de la centrale de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Le financement approuvé par les trois conseils s'établit au total à environ 21,0 M\$ US en date du 31 décembre 2018.

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 le développement de la nouvelle zone à partir de laquelle ce charbon pourrait être produit, et nous n'en avons pas non plus commencé le développement. La charge d'alimentation en charbon de la centrale de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming. TransAlta est actuellement partie à un contrat d'approvisionnement en charbon qui expire à la fin de 2020. Nous prévoyons

continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la rivière Powder. 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 2 % du combustible utilisé par la centrale de Centralia en 2019.

En vertu de la Federal Mine Safety and Health Act des États-Unis, TransAlta doit déclarer toutes les assignations à sa mine de Centralia. La mine n'est pas exploitée actuellement. Il s'est produit sept accidents ayant causé des blessures et un décès à la mine en 2018. La valeur pécuniaire totale de toutes les amendes imposées par la Mine Safety and Health Administration (« MSHA ») n'est pas significative. Aucune poursuite judiciaire n'a été intentée ni n'est en instance devant la Federal Mine Safety and Health Review Commission relativement à la mine de Centralia en 2018.

Événements à déclarer – 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 (n ^{bre})	Nombre total d'ordonnances émises en vertu de l'al. 104(b) (n ^{bre})	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) (n ^{bre})	Nombre total de violations évidentes en vertu de l'al. 110(b)(2) (n ^{bre})	Nombre total d'ordonnances en cas de danger imminent en vertu de l'al. 107(a) (n ^{bre})	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total de décès liés à l'exploitation minière (n ^{bre})	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 (n ^{bre})
4500416	25	0	0	0	0	1 389	1	Non	Non	0

Le 29 décembre 2018, nous avons été informés de la survenance d'un incident ayant entraîné le décès d'un employé de Coalview Centralia LLC, qui exploite un projet de récupération des fines de charbon à la mine Centralia. Coalview Centralia LLC fournit à TransAlta des services de restauration et n'est pas membre du même groupe que la Société. Nous sommes tous profondément attristés par cet événement, et nos pensées et nos prières accompagnent familles, collègues et amis endeuillés. La sécurité est une valeur fondamentale chez TransAlta, et nous travaillons au quotidien à maintenir un environnement de travail sécuritaire.

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 de base énergétiques;
- la négociation et la gestion d'ententes 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;
- 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 de base 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 nos politiques.

Secteur Siège social

Notre secteur Siège social comprend les fonctions financières, juridiques et administratives ainsi que les fonctions de relations avec les investisseurs 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 :

TransAlta Renewables

Au 31 décembre 2018, nous détenons, directement et indirectement, environ 61 % des actions ordinaires émises et en circulation de TransAlta Renewables, entité cotée en bourse. Notre participation a été réduite, passant de 64 % à 61 %, en conséquence du placement par acquisition ferme de 150 M\$ réalisé par TransAlta Renewable. Nous sommes déterminés à maintenir notre position d'actionnaire majoritaire de TransAlta Renewables et visons à maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

Conformément à la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation intervenue entre TransAlta Corporation et TransAlta Renewables, TransAlta Corporation fournit tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres. Dans le cadre des services fournis aux termes de cette convention, TransAlta Renewables nous verse des frais annuels, qui sont destinés à couvrir nos coûts de gestion, d'administration, de comptabilité et de planification ainsi que d'autres coûts liés au siège social que nous engageons pour la prestation de services à TransAlta Renewables aux termes de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation (« frais G&A »). Les frais G&A sont payables en versements trimestriels égaux. Au 31 décembre 2018, les frais G&A s'établissaient à environ 16 M\$.

La durée initiale de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation est de 20 ans; toutefois, il est entendu que la convention sera automatiquement renouvelée pour des périodes successives de 5 ans après l'expiration de la durée initiale ou de toute période de renouvellement, sauf en cas de résiliation de la convention par l'une des parties, laquelle doit être effectuée au moins 180 jours avant l'expiration de la durée initiale ou de la période de renouvellement, selon le cas. La convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation peut être résiliée : a) d'un commun accord des parties; b) par TransAlta Renewables, en cas de manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta i) en cas de manquement important de la part de TransAlta Renewables ou ii) en cas de « changement de contrôle » de TransAlta Renewables, c'est-à-dire en cas d'acquisition, par une personne ou par un groupe de personnes agissant de concert (à l'exception de la Société et des membres du même groupe qu'elle), de plus de 50 % des actions ordinaires émises et en circulation de TransAlta Renewables. En outre, TransAlta Renewables peut résilier la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation moyennant l'obtention de la majorité des voix de nos administrateurs indépendants à tout moment si la propriété directe ou indirecte de TransAlta dans TransAlta Renewables tombe en deçà de 20 %.

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, d'administration et d'exploitation et il est exploité par NextEra Energy Resources, LLC.

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 TEA, comprend six actifs d'exploitation d'une puissance installée de 450 MW 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 du capital de TransAlta Renewables. Le 1^{er} août 2017, les actions de catégorie B ont été converties en actions ordinaires du capital de TransAlta Renewables.

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 qui sont visés par des contrats d'environ 611 MW et sont situés en Ontario et au Québec. La Société a reçu un produit en espèces de 172,5 M\$, une débenture convertible non garantie subordonnée 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. La débenture convertible a été remboursée le 9 novembre 2017.

Le 31 mai 2018, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière dans notre parc éolien de 50 MW de Lakeswind, situé au Minnesota, et dans des projets solaires de 21 MW situés au Massachusetts. En outre, nous avons vendu à TransAlta Renewables le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total payable à TransAlta pour ces trois actifs, dont la durée de vie contractuelle pondérée moyenne est de 15 ans, s'établissait à 166 M\$, ce qui comprend la prise en charge par TransAlta Renewables d'obligations relatives à la masse fiscale et d'une dette de 62 M\$ liée aux projets.

Parc éolien de Kent Hills

Nous détenons indirectement, du fait que nous sommes propriétaires 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 centrale est présentée sous la rubrique « *Secteur Énergie éolienne et solaire* » de la présente notice annuelle. En outre, nous détenons indirectement, du fait que nous sommes propriétaires de TransAlta Renewables, une participation de 83 % dans l'agrandissement de 17,25 MW du parc éolien de Kent Hills, dont la construction a été achevée le 19 octobre 2018, portant la capacité de production totale des trois centrales de Kent Hills à 167 MW. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

TA Cogen

Nous détenons une participation de commanditaire de 50,01 % dans TA Cogen, société en commandite de l'Ontario. La participation résiduelle 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 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, dont on procède actuellement à la mise hors service (voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* »); ii) la centrale d'Ottawa de 74 MW; et iii) la centrale de Windsor de 72 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.

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 par les filiales 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 2018 sont de 32,14 \$/MWh pour les centrales éoliennes et de 48,36 \$/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 utile 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

Un certain nombre de nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta sont exploitées aux termes de contrats d'achat d'électricité de l'Alberta (« 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 lié 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.

Au début de 2016, les acheteurs ont avisé le Balancing Pool de la résiliation des CAE de l'Alberta relatifs aux unités A, B et C de la centrale de Sundance et des centrales de Sheerness et de Keephills. Le Balancing Pool a confirmé la résiliation des CAE des unités A, B et C de la centrale de Sundance et de la centrale de Sheerness vers la fin de 2016 et a confirmé celle du CAE se rapportant à la centrale de Keephills vers la fin de 2017. En ce qui concerne les CAE de l'Alberta qui ont pris fin, le Balancing Pool avait assumé le rôle d'acheteur. Le 18 septembre 2017, le Balancing Pool a décidé de résilier le CAE de l'unité B de la centrale de Sundance et le CAE de l'unité C de la centrale de Sundance avec prise d'effet au plus tard le 31 mars 2018. Au cours du premier trimestre de 2018, nous avons reçu des indemnités de résiliation d'un montant de 157 M\$, et nous cherchons à obtenir une indemnité supplémentaire de 56 M\$ du Balancing Pool en raison de la résiliation anticipée. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

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 (« CAE des centrales hydroélectriques »), 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.

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. 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 constante, mais limitée en raison de la progression des mesures d'efficacité énergétique au sein des sociétés, de l'industrie et des clients résidentiels. À plus long terme, la plupart des marchés devraient encore connaître une croissance de la demande d'électricité. En plus de l'augmentation de la demande à long terme, de nouveaux investissements dans le secteur de la production à partir de gaz naturel et d'énergie renouvelable devraient permettre de remplacer les activités de production à partir du charbon et de l'énergie nucléaire à mesure que la baisse des prix de gros rendra leur viabilité économique incertaine. Bon nombre de marchés auxquels nous participons ont établi des cibles ou des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable qui exigent de nouveaux investissements 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 nécessiteront une puissance supplémentaire et nous offriront l'occasion d'augmenter notre capacité de production.

Alberta

Une part d'environ 58 % de notre capacité de production brute est située en Alberta et plus de 50 % de celle-ci est visée par des CAE de l'Alberta régis par la législation, lesquels ont été établis en 2001 pour faciliter la transition de la production réglementée vers le marché de l'énergie actuel dans la province. Le CAE de l'Alberta de l'unité A de la centrale de Sundance a expiré à la fin de 2017, le CAE de l'unité B3 de la centrale de Sundance et le CAE de l'unité C de la centrale de Sundance ont été résiliés en date du 31 mars 2018 et le CAE des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, le CAE de la centrale de Sheerness et le CAE des centrales hydroélectriques expireront à la fin de 2020.

L'électricité produite à partir du charbon qui est vendue aux termes de certains 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 des ventes d'énergie et de services accessoires en sus de nos obligations relatives à nos CAE des centrales hydroélectriques (« production hydroélectrique en période de pointe »). Nous surveillons activement notre exposition à la fluctuation des prix de l'électricité en Alberta et évaluons nos positions et possibilités de couverture en fonction des perspectives de prix, des estimations de la production, de la conjoncture des marchés et d'autres facteurs qui contribuent à la stratégie de couverture de la Société. Le programme d'opérations de couverture de la Société est approuvé chaque année par le conseil d'administration.

De 2017 à 2018, la demande annuelle en Alberta a augmenté d'environ 3 %. Cette augmentation de la demande s'est répercutée sur le prix commun moyen, qui est passé de 22,19 \$/MWh en 2017 à 50,29 \$/MWh en 2018. L'augmentation du prix commun découle en majeure partie de l'augmentation des coûts de conformité à la réglementation sur les émissions de carbone liés à la production thermique. L'augmentation des prix a également eu une incidence positive sur notre portefeuille de production éolienne et hydroélectrique commerciale.

De manière générale, le *Fair, Efficient and Open Competition Regulation* (Alberta) prévoit que la part du contrôle de l'offre d'un participant au marché de l'électricité ne peut être supérieure à 30 % de la capacité maximale totale des unités de production en Alberta. La part du contrôle de l'offre d'un participant au marché correspond au rapport entre le nombre de mégawatts dont il a le contrôle et la capacité maximale totale des unités de production en Alberta. Notre part du contrôle de l'offre en Alberta en 2018 s'établissait à environ 22 % (16 % en excluant du contrôle de l'offre les unités de la centrale de Sundance mises à l'arrêt).

Vers la fin de novembre 2016, nous avons annoncé que nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta un accord relatif à l'abandon du charbon prévoyant des paiements de transition versés par le gouvernement de l'Alberta en contrepartie de la cessation des émissions liées à la combustion du charbon provenant de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de la centrale de Sheerness, qui sont alimentées au charbon, 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. Nous avons également conclu le protocole d'entente (« protocole d'entente ») avec le gouvernement de l'Alberta en vue de collaborer à l'établissement, en Alberta, d'un marché de capacité qui assure que les producteurs d'électricité existants et les nouveaux producteurs d'électricité jouiront de conditions de concurrence équitables pour produire, acheter et vendre de l'électricité et en vue d'élaborer un cadre stratégique visant à faciliter le passage de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz.

Nous nous attendons à des coûts de conformité additionnels par suite du cadre proposé par le gouvernement fédéral selon lequel chaque province est censée mettre en œuvre une politique en matière de gaz à effet de serre équivalant à un prix du carbone de 50 \$ la tonne d'ici 2022. Nous estimons que l'importance de notre portefeuille d'actifs nous offre des possibilités de réaménagement de sites désaffectés dans les secteurs de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire, de l'hydroélectricité et du gaz, ce qui nous procure un avantage sur le plan du coût par rapport à bon nombre de nos concurrents au moment de la construction de centrales utilisant ces types de combustibles.

Conversions au gaz naturel de l'alimentation au charbon

Le plan de la Société concernant la conversion au gaz naturel de l'alimentation au charbon offre des fondamentaux économiques attrayants, et nous sommes d'avis qu'il constitue une proposition de valeur intéressante qui soutient avantageusement la comparaison avec les critères de risque et de rendement des investissements dans de nouveaux sites ou dans des sites désaffectés ou avec la poursuite de la production au charbon. En réduisant ses dépenses d'investissement et ses dépenses d'investissement de maintien et en étant en mesure de poursuivre ses activités pendant de nombreuses années après la conversion, TransAlta augmentera et étendra les flux de trésorerie provenant du parc albertain de centrales au charbon. De plus, la conversion à la production au gaz se traduira par une forte réduction des GES, des émissions atmosphériques, de la production de déchets et de l'utilisation de l'eau et, par le fait même, nous permettra d'améliorer sensiblement notre performance environnementale. En outre, la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz devrait permettre d'éliminer la totalité des émissions de mercure et la majeure partie des émissions de dioxyde de soufre et de réduire de moitié les émissions d'oxyde d'azote.

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*, dont la version finale contient des dispositions concernant expressément la conversion au gaz naturel de l'alimentation au charbon. Les règles applicables aux unités converties permettront aux centrales converties d'être exploitées pendant un nombre déterminé d'années après la fin de la vie de l'unité aux termes de la réglementation visant le charbon, en fonction d'un test de rendement unique effectué au moment de la conversion.

Nous prévoyons convertir certaines ou l'ensemble des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills à la production au gaz entre 2020 et 2023. Les conversions permettront au marché albertain de bénéficier d'une source d'électricité concurrentielle, fiable et peu coûteuse et devraient permettre aux unités converties de bien se positionner sur le marché de capacité proposé. Nous nous attendons à ce que la première enchère de capacité se déroule en 2020 en vue d'une livraison en novembre 2021.

En juillet 2018, nous avons mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance temporairement arrêtée en raison de sa durée de vie utile plus brève que celle d'autres unités, de son âge, de sa taille et des capitaux nécessaires à sa remise en service.

Nord-ouest du Pacifique américain

Notre capacité dans le nord-ouest du Pacifique américain est constituée de notre centrale au charbon de Centralia d'une puissance de 1 340 MW. Il est prévu que 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 centrales 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 position concurrentielle est renforcée par notre contrat à long terme avec Puget Sound Energy portant sur une production annuelle pouvant atteindre 380 MW sur la durée de vie utile résiduelle de la centrale. Le contrat et nos couvertures nous permettent de répondre aux besoins énergétiques du marché en période de faibles prix.

Nous conservons le droit de redévelopper la centrale de Centralia en la convertissant au gaz après l'abandon de la production au charbon, ainsi que la possibilité d'obtenir en accéléré les permis prévus par notre entente relative au remplacement de l'alimentation au charbon conclue avec l'État de Washington en 2011.

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

Le marché pour le développement ou l'acquisition de centrales alimentées au gaz et à des sources d'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 produits de base 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 capables de repérer ces occasions et d'en tirer parti.

Certaines de nos centrales alimentées au gaz plus anciennes arrivent maintenant à la fin de leur durée de vie 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 de vie utile de ces centrales moyennant des dépenses en immobilisations limitées. Nous avons récemment ainsi prolongé la durée de vie utile visée par des contrats de nos centrales d'Ottawa (expiration en 2033), de Windsor (expiration en 2031), de Parkeston (expiration en 2026) et de Fort Saskatchewan (expiration en 2030).

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 3,0 % à 3,75 % pour la période allant de 2019 à 2022. L'Australian Energy Market Operator (« AEMO ») prévoit que la croissance de la demande d'électricité sera faible en raison de la baisse sensible de l'investissement industriel dans la région et de l'adoption de plus en plus répandue des installations photovoltaïques en toiture. L'AEMO prévoit un taux de croissance d'environ 0,9 % de la consommation d'énergie sur 10 ans (de 2018-2019 à 2027-2028) et un taux de croissance de la demande de pointe de 0,6 % au cours de la même période.

Cadre réglementaire

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

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 décisions ont changé les exigences relatives à la fermeture des centrales au charbon, lesquelles étaient régies auparavant par un règlement fédéral ayant pris effet le 1^{er} juillet 2015 qui prévoyait

une durée de vie utile maximale de 50 ans pour les unités alimentées au charbon. Le 16 février 2018, Environnement et Changement climatique Canada a annoncé un projet de règlement visant à éliminer progressivement jusqu'en 2030 la production d'électricité à partir du charbon, ainsi qu'un projet de règlement visant la production d'électricité à partir du gaz, y compris des dispositions relatives à la conversion des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz naturel. Pour plus d'information, veuillez vous reporter à la rubrique « *Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* » de la présente notice annuelle.

Alberta

Depuis le 1^{er} janvier 1996, de nouvelles initiatives en matière de capacité de production entreprises en Alberta par des producteurs d'électricité indépendants (« PEI ») 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'Alberta Electric System Operator (« 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'Alberta Utilities Commission (« 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. Elle 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, qui fixe plusieurs objectifs environnementaux et énergétiques pour l'Alberta, y compris l'abandon progressif de l'électricité produite au charbon d'ici 2030. Veuillez vous reporter à la rubrique « *Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* » de 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 l'élaboration d'autres règlements sur le traitement des grands émetteurs industriels. Le Plan de leadership sur le climat a été mis en œuvre le 1^{er} janvier 2018.

Le 23 novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des réformes visant le marché de l'électricité et son intention de passer à une nouvelle structure de marché de capacité. L'AESO a été chargé de concevoir le marché de capacité et de le mettre en œuvre. Il a entrepris la mise au point de cette conception en 2017 et a formé des groupes de travail sectoriels chargés de formuler des recommandations relativement au marché de capacité. La version finale du projet exhaustif de conception de marché a été publiée le 29 juin 2018, et le dépôt de règles provisoires régissant le marché de capacité devrait suivre au premier trimestre de 2019. Les règles relatives au marché devraient être approuvées et mises en application en 2019 et en 2020. La première enchère de capacité est censée avoir lieu au quatrième trimestre de 2019 en vue d'une première livraison dès novembre 2021.

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 pour certains consommateurs d'électricité et des contrats à long terme d'achat d'électricité émis par la SIERE. La SIERE est issue de la fusion, en 2015, de l'ancienne SIERE et de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO). Le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario joue un rôle de premier plan dans la détermination de la combinaison des sources d'électricité auprès desquelles la SIERE/l'OEO doivent s'approvisionner, ces derniers ayant la charge d'élaborer le plan à long terme du réseau électrique, 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. Le secteur de l'électricité est régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié un projet de règlement relatif à son programme de plafonnement et d'échange portant sur les GES, dont la version définitive a été établie le 19 mai 2016. Le règlement est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'applique à tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité. Le nouveau

règlement n'a pas d'incidence importante sur la majeure partie de notre production à partir du gaz naturel en Ontario étant donné les dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans les contrats d'achat d'électricité existants. Le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario a été annulé le 3 juillet 2018.

La SIERE a entrepris une consultation sur le renouvellement du marché qui comprend des changements de fond au marché de l'électricité, dont la modification du marché de l'énergie, l'ajout d'un marché de capacité et l'amélioration du fonctionnement et de la fiabilité. La consultation devrait se dérouler sur quelques années, car il s'agit là de changements importants touchant le marché dont la mise en œuvre devrait avoir lieu vers 2022 ou 2023.

Australie

L'Australie compte deux importants marchés de l'électricité, soit le marché national de l'électricité (« NEM » pour *National Electricity Market*), qui englobe toutes les agglomérations importantes du littoral est, et le marché de gros de l'électricité (« WEM » pour *Wholesale Electricity Market*), qui comprend le sud-ouest de l'Australie-Occidentale, y compris sa capitale, Perth. Les agglomérations régionales sont desservies par un certain nombre de réseaux électriques autonomes de plus petite dimension, dont le réseau interconnecté du nord-ouest (« NWIS » pour *North-West Interconnected System*) dans la région de Pilbara, en Australie-Occidentale, et le réseau Darwin-Katherine (« DKS » pour *Darwin-Katherine System*), dans le Territoire du Nord. L'AEMO exploite à la fois le WEM et le NEM.

Avantages concurrentiels

Nous estimons être bien placés pour réaliser notre stratégie commerciale grâce à nos avantages concurrentiels, qui comprennent notamment les éléments suivants.

Vigueur opérationnelle – Chaque année, nous comparons notre performance à celle de l'année précédente afin de réduire nos coûts opérationnels d'année en année, tout en maintenant de hauts niveaux de performance sur le plan de la production. Nous avons mis en œuvre un programme visant à tirer une plus-value de notre parc au moyen d'initiatives visant à améliorer les efficacités de notre matériel de production, à perfectionner nos procédés et nos méthodes et à optimiser nos structures de coûts. Notre centrale de cogénération de Sarnia a démontré qu'elle utilisait les pratiques exemplaires du secteur par son recours à plusieurs procédés d'organisation scientifique du travail, tels qu'un processus de gestion des travaux et un tableau de bord en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Nous sommes d'avis que l'évolution continue de ces programmes continuera d'ajouter de la valeur à l'exploitation de nos centrales.

Stabilité des flux de trésorerie – Environ 66 % de notre puissance est vendue pour les deux prochaines années aux termes de CAE de l'Alberta et de contrats à long terme, et environ 40 % font l'objet de contrats après deux ans. Le produit net découlant de ces ententes contractuelles aide à atténuer les fluctuations des produits des activités ordinaires à court terme attribuables au prix variable de l'électricité. Depuis l'annonce de la réforme du marché de l'électricité par le gouvernement de l'Alberta, nous nous considérons tout à fait en mesure de soutenir la concurrence sur le marché de capacité, qui devrait nous procurer un niveau supérieur de certitude quant aux flux de trésorerie.

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. En 2018, nous avons renforcé notre direction en nommant M. Christophe Dehout au poste de chef des finances, M^{me} Jane Fedoretz au poste de chef de la gestion des talents et de la transformation et M. Kerry O'Reilly Wilks au poste de chef des services juridiques et de la conformité.

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 le développement, 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 de protection de l'environnement et de promotion du 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. Pour de plus amples renseignements, voir ci-après ainsi que la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Gouvernement fédéral canadien

Tarifification fédérale du carbone

Le 21 juin 2018, la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (« LTPGES ») est entrée en vigueur. Aux termes de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a mis en œuvre une tarification nationale des émissions de GES. Le prix initial de 20 \$ la tonne d'émissions d'équivalents en dioxyde de carbone (« CO₂e ») s'appliquera à compter de 2019, ce prix augmentant de 10 \$ par année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022.

Le 1^{er} janvier 2019, les mécanismes prévus par la LTPGES qui constituent un filet de sécurité sont entrés en vigueur dans les provinces et territoires qui n'avaient pas adopté de programme de tarification du carbone indépendant ou dont le programme n'était pas jugé comme étant équivalent au système fédéral. Ces provinces et territoires incluaient l'Ontario, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut. Le filet de sécurité a deux composantes : une redevance sur le carbone pour les petits émetteurs et un système d'échange réglementaire pour les grands émetteurs appelé le Système de tarification fondé sur le rendement (« STFR »). La redevance sur le carbone établit une tarification du carbone par tonne d'émission de GES reliée aux combustibles utilisés pour le transport, aux combustibles utilisés pour le chauffage et aux autres petites sources d'émission.

Règlement sur le gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Aux termes de ce règlement, les centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel nouvelles ou sensiblement modifiées ayant une capacité supérieure à 150 MW doivent satisfaire à une norme de 420 tCO₂e par gigawattheure (« tCO₂e/GWh »). Pour les installations dont la capacité se situe entre 25 MW et 150 MW, la norme applicable a été fixée à 550 tCO₂e/GWh.

Aux termes de ce règlement, les centrales converties du charbon au gaz devront à terme satisfaire à la norme de 420 tCO₂e/GWh. Si les résultats de l'essai de rendement mené au cours de la première année suivant la conversion respectent une certaine norme de rendement, la centrale n'aura pas à satisfaire à la norme de 420 tCO₂e/GWh pendant plusieurs années supplémentaires après sa durée de vie utile.

Règlement sur le charbon

En novembre 2016, le gouvernement fédéral canadien a annoncé que la production d'électricité à partir du charbon serait progressivement éliminée d'ici 2030; cette annonce faisait suite à un engagement similaire pris par le gouvernement provincial de l'Alberta en novembre 2015. Selon les exigences fédérales canadiennes, nos anciennes unités alimentées au charbon (qui seront fermées avant 2030) seront assujetties à la règle des 50 ans de durée de vie utile, tandis que les unités plus récentes (dont la fermeture était auparavant prévue après 2030) devront être fermées en 2030.

Le 16 février 2018, Environnement et Changement climatique Canada a annoncé un projet de règlement visant l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030, ainsi qu'un projet de règlement visant la production d'électricité à partir du gaz, y compris des dispositions relatives à la conversion des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz naturel. Ces projets de règlements ont été publiés dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 17 février 2018. Les règles applicables aux unités converties permettront aux centrales converties d'être exploitées pendant un nombre déterminé d'années après la fin de la durée de vie utile de l'unité aux termes de la réglementation sur le charbon, en fonction d'un test de rendement unique effectué au moment de la conversion. Dans le cas de nos unités, nous prévoyons que ces règles assureront de 8 à 10 années d'exploitation supplémentaires à chacune de nos unités.

Le 18 décembre 2018, des modifications apportées au *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* sont entrées en vigueur en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Le règlement modifié obligera les groupes alimentés au charbon à satisfaire à la norme d'émission de 420 tCO₂e/GWh à la fin de leur durée de vie utile conformément au règlement de 2012 ou le 31 décembre 2029, selon la première éventualité.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son Plan de leadership sur le climat (Climate Leadership Plan). Le gouvernement a déjà rempli une grande partie de ses engagements au moyen des mesures législatives suivantes :

- l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030;
- la création du Renewable Energy Program (le « REP »), soit un programme de production d'électricité renouvelable qui permettra de respecter l'engagement selon lequel l'électricité renouvelable représentera 30 % de l'alimentation du réseau d'électricité albertain d'ici 2030. Aux termes du REP, l'AESO a été chargé de diriger les processus d'approvisionnement pour les volumes d'énergie renouvelable approuvés par le gouvernement. À ce jour, l'AESO a lancé trois demandes de propositions distinctes qui ont résulté en l'attribution de contrats d'une durée de 20 ans pour des projets éoliens d'environ 1 360 MW. Ces projets devraient être intégrés au réseau entre 2019 et 2021;
- le règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* (le « CCIR ») remplace le règlement antérieur visant les grands émetteurs, à savoir le *Specified Gas Emitters Regulation* (le « SGER »), de sorte que la conformité réglementaire ne dépend plus d'une norme de conformité propre à chaque installation, mais plutôt d'une norme de conformité applicable au rendement par produit ou par secteur;
- une redevance sur le carbone a été instaurée pour la plupart des émissions de carbone qui ne sont pas visées par le CCIR.

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta a remplacé le SGER par le CCIR. Aux termes du CCIR, la conformité réglementaire ne dépend plus d'une norme de conformité propre à chaque installation, mais plutôt d'une norme de conformité applicable au rendement par produit ou par secteur. Actuellement, le gouvernement provincial a annoncé que le prix du carbone demeurera fixé à 30 \$/tCO₂e à l'avenir et ne suivra pas l'augmentation des prix fédéraux de 40 \$/tCO₂e en 2021 et de 50 \$/tCO₂e en 2022; toutefois, le gouvernement fédéral pourrait imposer des augmentations au moment de son examen de l'équivalence des programmes. La norme de rendement du secteur de l'électricité a été fixée à 370 tCO₂e/GWh, mais ira en diminuant au fil du temps. Tous les actifs reliés aux énergies renouvelables qui donnaient droit à des crédits aux termes du SGER continueront de donner droit à des crédits aux termes du CCIR à raison de un pour un. Tous les autres actifs reliés aux énergies renouvelables qui ne donnaient pas droit à des crédits aux termes de la norme antérieure pourront maintenant participer au système CCIR et obtenir des crédits de carbone à perpétuité jusqu'à concurrence de la norme de rendement établie pour le secteur de l'électricité. Lorsque la norme relative aux crédits applicables aux projets éoliens aux termes du protocole du SGER aura pris fin,

ces projets d'énergie renouvelable pourront aussi participer au système CCIR et obtenir des crédits de carbone jusqu'à concurrence de la norme de rendement pendant le reste de leur durée de vie utile.

Colombie-Britannique

En date du 1^{er} avril 2018, la Colombie-Britannique a porté le taux de sa taxe sur le carbone à 35 \$/tCO₂e et s'est engagée à augmenter ce prix de 5 \$ par année jusqu'à ce qu'il atteigne 50 \$ la tonne en 2021.

BC Hydro a fait savoir qu'elle n'accorderait plus de contrats pour des projets d'énergie renouvelable de producteurs indépendants d'une capacité supérieure à 15 MW. Elle a également suspendu l'achat d'énergie dans le cadre de son programme d'offre permanent (Standing Offer Program) pour les petits projets d'une capacité d'au plus 15 MW en attendant la révision de ce programme.

Ontario

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi annulant le programme de plafonnement et d'échange*. Cette loi a abrogé toute la réglementation provinciale existante sur les émissions de carbone ainsi que la tarification imposée aux grands émetteurs.

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* fédérale du Canada exige que les provinces aient en place une réglementation sur les GES et une tarification du carbone qui concordent avec la loi fédérale. Le 23 octobre, le gouvernement fédéral a annoncé que le programme fédéral serait mis en œuvre en Ontario à compter du 1^{er} janvier 2019. Les petits émetteurs seront assujettis à une redevance sur le carbone, tandis que les grands émetteurs, dans les secteurs visés, dont les émissions annuelles de GES sont supérieures à 50 000 tCO₂e seront assujettis au STFR. L'Ontario est maintenant assujettie au filet de sécurité du gouvernement fédéral qui se compose de la redevance sur le carbone pour les petits émetteurs et du STFR pour les grands émetteurs.

Le 29 novembre 2018, le gouvernement de l'Ontario a dévoilé une nouvelle politique sur les changements climatiques appelée *Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures : Un plan environnemental élaboré en Ontario*. Ce plan vise à inciter la province à œuvrer en vue d'atteindre d'ici 2030 l'objectif de réduction des émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005. Le plan contient l'engagement d'établir des normes de rendement en vue de réduire les émissions des grands émetteurs et cite en exemple la politique de la Saskatchewan. Le gouvernement tiendra des consultations et élaborera le programme au cours de 2019. Les modalités du plan visant précisément le secteur de l'électricité ne sont pas encore définies et le seront au cours du processus d'élaboration du programme.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi en vue de mettre sur pied le fonds de réduction des émissions (Emissions Reduction Fund) (le « Fonds »). Ce Fonds de 2,55 G\$ AU constitue la pièce centrale de la politique du gouvernement australien et établit un cadre réglementaire visant à réduire les émissions de 5 % pour qu'elles s'établissent en deçà des niveaux de 2000 d'ici 2020 et de 26 % à 28 % pour qu'elles s'établissent en deçà des niveaux de 2005 d'ici 2030. Le dispositif de protection du Fonds, mis en place le 1^{er} juillet 2016, a été conçu pour que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'entremise du Fonds ne soient pas contrebalancées par d'importantes augmentations des émissions dans d'autres secteurs de l'économie. Le Fonds et son dispositif de protection offrent des incitatifs à la réduction des émissions dans l'ensemble de l'économie australienne.

Le gouvernement australien s'est également engagé à élaborer un plan national de productivité énergétique (National Energy Productivity Plan) qui vise à améliorer la productivité énergétique de l'Australie de 40 % entre 2015 et 2030. Le Fonds ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs australiens étant donné que ceux-ci sont principalement alimentés au gaz. En outre, le 23 juin 2015, le gouvernement fédéral australien a également relevé son objectif en matière d'énergie renouvelable (Renewable Energy Target). L'atteinte de cet objectif devrait ajouter au moins 33 000 GWh de sources d'énergie renouvelable d'ici 2020. Cela aurait pour effet de doubler la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle livrée par rapport aux niveaux actuels et porter à environ 23,5 % la part de la production d'électricité en Australie provenant de projets d'énergie renouvelable.

Nord-ouest du Pacifique

En 2010, le bureau du Gouverneur et le département de l'Écologie de l'État de Washington ont négocié avec TransAlta des ententes relatives à l'exploitation des deux unités de production d'électricité alimentées au charbon de Centralia. TransAlta a convenu de fermer ses deux unités de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur le changement climatique de l'État. Nous croyons actuellement que, compte tenu de ces engagements, il n'y aura pas d'exigences réglementaires additionnelles en matière de GES visant les centrales alimentées au charbon aux États-Unis. Le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* a été adopté en 2011 et prévoit un cadre pour la transition à des sources d'énergie autres que le charbon dans l'État de Washington.

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 continueront d'être scrutées d'encore plus près. Nous avons donc adopté une approche proactive en vue de réduire au minimum 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 sommairement décrits ci-dessous :

Énergie renouvelable

Nous poursuivons nos investissements dans les sources d'énergie renouvelable.

Le projet d'accumulation par pompage à la centrale hydroélectrique de Brazeau devrait avoir une nouvelle capacité pouvant atteindre 900 MW, portant ainsi la capacité totale de la centrale de Brazeau de 755 à 1 255 MW après son achèvement. Nous estimons que l'investissement sera de l'ordre de 1,5 G\$ à 2,7 G\$. Au cours des neuf premiers mois de 2018, nous avons investi environ 2 M\$ pour faire progresser l'étude environnementale, travailler avec les parties prenantes et exécuter des travaux géotechniques en vue de contribuer à l'avancement de notre étape de conception et de construction. La poursuite du développement de ce projet dépend de l'obtention d'un contrat à long terme.

En mai 2018, l'AESO a publié un rapport selon lequel le marché albertain n'aura pas besoin d'énergie renouvelable pouvant être répartie avant 2030. La valeur et l'utilité du projet d'accumulation par pompage à la centrale hydroélectrique de Brazeau ne se matérialiseraient donc que bien au-delà de 2030. La Société estime néanmoins que la production d'électricité au moyen du pompage de la réserve devrait faire partie des futurs appels d'offres dans le cadre du programme de production d'électricité renouvelable de l'Alberta. La Société a cessé d'investir dans le développement de ce projet pour l'instant; cependant, elle continuera de collaborer avec les gouvernements afin de trouver des modes de financement appropriés qui permettront d'alimenter le marché en énergie renouvelable, verte, pouvant être répartie et à faible coût afin d'assurer une réduction des prix et des émissions pour la clientèle albertaine.

Le 17 décembre 2018, l'AESO a annoncé que notre projet éolien Windrise de 207 MW a été l'un des deux projets retenus dans le cadre de la troisième tranche du programme de production d'électricité renouvelable (Renewable Electricity Program) de l'Alberta. La centrale de Windrise, qui est située dans le comté de Willow Creek, fait l'objet d'une convention de soutien à la production d'électricité renouvelable (Renewable Electricity Support Agreement) d'une durée de 20 ans conclue avec l'AESO. Ce projet devrait coûter environ 270 M\$ et atteindre le stade de la production commerciale au deuxième trimestre de 2021.

Également le 17 décembre 2018, nous avons exercé notre option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater construira et exploitera ce gazoduc de 120 kilomètres, qui aura une capacité initiale de 130 Mpi³/j pouvant être portée à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc nous permettra d'augmenter le nombre d'unités à alimentation mixte des centrales de Sundance et de Keephills actuellement alimentées au charbon, ce qui entraînera une diminution des émissions de gaz carbonique et des coûts. En outre, le gazoduc Pioneer fournira une quantité importante du gaz nécessaire pour assurer la conversion complète des unités alimentées au charbon en unités

alimentées au gaz naturel. Notre investissement s'élèvera à environ 90 M\$. Le gazoduc, dont la construction a commencé en novembre 2018, devrait être pleinement fonctionnel au deuxième semestre de 2019. Cet investissement est assujéti aux approbations définitives des organismes de réglementation.

Le 1^{er} juin 2017, une filiale de TransAlta Renewables a conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick un CAE en vue de l'agrandissement du parc éolien de Kent Hills. Ce CAE est en vigueur jusqu'à la fin de 2035. Au même moment, le CAE visant l'unité 1 de la centrale de Kent Hills a été modifié et deux années ont été ajoutées au contrat. Les dates d'expiration des trois CAE de la centrale de Kent Hills sont maintenant toutes fixées au 30 novembre 2035. Le 19 octobre 2018, nous avons annoncé que l'agrandissement du parc éolien de Kent Hills était achevé et fonctionnait au maximum de sa capacité. L'agrandissement ajoute cinq turbines de 3,45 MW qui fournissent 17,25 MW supplémentaires au parc de Kent Hills. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue de l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Ces projets de développement éolien consistent en i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie qui fait l'objet d'un CAE d'une durée de 15 ans et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAE d'une durée de 20 ans. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* ».

Nous estimons 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 élaboré 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 centrales existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure dans toutes nos centrales alimentées au charbon et notre taux de captage du mercure est de 80 % dans toutes nos centrales au charbon. L'unité 3 de notre centrale de Keephills et l'unité 3 de notre centrale de Genesee font appel à une technologie de combustion supercritique afin de maximiser l'efficacité thermique ainsi qu'à une technologie de capture du dioxyde de soufre (« SO₂ ») et de faible combustion des oxydes d'azote (« NO_x »). Les projets d'accroissement de la puissance nominale ou d'efficacité énergétique terminés à nos centrales de Keephills et de Sundance, y compris un accroissement de la puissance nominale de 15 MW achevé en 2015 à l'unité 3 de la centrale de Sundance, ont amélioré l'efficacité de ces centrales sur le plan de l'énergie et des émissions. En 2018, nous avons commencé à produire de l'électricité à l'aide de deux combustibles à nos deux centrales alimentées au charbon en Alberta. Cette mesure a permis de réduire sensiblement le volume des émissions de CO₂ par MWh provenant de ce parc.

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, nous avons négocié avec le gouvernement de l'Alberta, en utilisant une approche fondée sur des principes, pour nous assurer d'avoir la certitude et la capacité nécessaires afin d'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 l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de la centrale de Sheerness, qui avaient une durée de vie utile s'étendant au-delà de 2030.

De plus, nous sommes 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 centrales existantes et les nouvelles centrales électriques puissent participer efficacement au marché de capacité 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 du marché actuel axé uniquement sur l'énergie à un marché de capacité auquel les producteurs apporteront une puissance qui assurera la suffisance des ressources du système;
- élaborer 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;
- élaborer 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 existantes.

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.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta conserve un portefeuille de crédits compensatoires pour les émissions de GES qui est 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 qui ont été apportés récemment ou qui seront apportés ultérieurement à la législation ou à la réglementation de l'environnement pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Comme il est indiqué à la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle et à la rubrique « *Gouvernance et gestion du risque* » du rapport de gestion annuel, nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des exigences environnementales, de même qu'à des changements touchant nos responsabilités et nos obligations en vertu de celles-ci, ce qui peut avoir un effet défavorable important sur nos résultats financiers consolidés, nos activités ou notre rendement.

FACTEURS DE RISQUE

Le lecteur devrait analyser attentivement les facteurs de risque décrits ci-après 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 « *Gouvernance et gestion du 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 ses activités, 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 permettra de détecter à l'avance les pannes potentielles de nos centrales ou d'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 la maintenance 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 souscrivions de l'assurance contre les dommages matériels pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposés si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente (y compris les CAE de l'Alberta).

Nous pouvons être exposés au risque qu'il soit nécessaire d'exploiter une centrale à un niveau de 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.

Nous pourrions ne pas réussir à répondre aux attentes financières.

Nos produits des activités ordinaires, nos résultats, nos flux de trésorerie et nos résultats d'exploitation trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats d'exploitation 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 d'exploitation du trimestre en question.

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont soumis 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 soumises 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 atmosphériques, 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 des responsabilités et des obligations 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 centrales 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 ou des obligations de conformité différentes 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 centrales.

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'actifs exploités par la Société qui sont soumis à la réglementation 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 atmosphériques 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 autorités de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles, à limiter nos activités ou nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement.

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

Un certain nombre de mesures réglementaires fédérales, provinciales, étatiques et locales continuent de mettre l'accent sur d'éventuels 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 atmosphériques pourraient nous occasionner des coûts qui ne peuvent être transmis à nos clients aux termes de nos contrats d'achat d'électricité, 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 soumises 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. Les coûts de restauration estimatifs applicables aux activités de la Société pourraient être inexacts, et des ressources financières plus importantes que prévu pourraient se révéler nécessaires. En qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, nous devons obtenir des permis de l'autorité de réglementation compétente autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences visent 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 pourrions également être tenus de déposer un cautionnement ou de garantir autrement le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de fermeture de mines et de restauration des emplacements. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, tandis que les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre

d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. Nous pourrions être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il devient plus économique de procéder de cette façon.

La Société pourrait ne pas avoir gain de cause en cas d'actions en justice.

La Société est parfois désignée comme défenderesse dans le cadre de diverses actions et poursuites en justice et est parfois partie à des différends commerciaux qui sont réglés par arbitrage ou par d'autres procédures judiciaires. Elle peut également intenter des actions en justice contre des tiers en cas de différends commerciaux au moyen de procédures d'arbitrage ou d'autres procédures judiciaires. Rien ne garantit que la Société aura gain de cause dans ces instances ni qu'un jugement contre la Société dans l'une de ces instances n'aura pas un effet défavorable important sur elle.

La fluctuation imprévue des coûts de maintenance 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. Ces coûts peuvent comprendre, entre autres choses, des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités de maintenance et des coûts imprévus de remplacement ou de réparation de l'équipement liés au mauvais fonctionnement 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 importante pour nos activités qui serait 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 qu'elles continueront de l'être. En outre, rien ne garantit que la protection d'assurance applicable pourrait protéger adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants.

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

Nos centrales de production et leurs activités sont exposées à des dommages potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements qui sont indépendants de notre volonté. Les changements climatiques pourraient accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos centrales de production de fonctionner ou 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 météorologiques 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. L'éloignement de plusieurs de nos centrales de production pourrait en compliquer l'accès aux fins de réparation.

Des ruptures de barrage et de digue pourraient 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 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 permettra de déceler à l'avance les ruptures de barrage éventuelles 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 pour les rendre résistants à des circonstances plus intenses pourrait nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage ou de digue pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Une réduction importante de notre approvisionnement en eau 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 climatique, 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 pourraient 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 emplacements 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, de la météo, de l'accumulation de glace, de la dégradation, de l'accès aux emplacements, des pertes en ligne par effet de sillage et de cisaillement du vent; et l'incidence possible 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 pourrait réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent relativement à cette production, et réduire nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

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

Une partie importante de nos produits des activités ordinaires 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; l'adoption de plus en plus répandue de mesures d'efficacité et de conservation énergétique; et les conditions météorologiques 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 du charbon qui nous sert de combustible pour 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 cours du marché du combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;

- les interruptions liées aux conditions météorologiques qui ont une incidence sur la livraison de combustibles ou sur 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;
- 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.

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

Certaines de nos centrales thermiques doivent se procurer auprès de tiers le combustible, y compris le gaz naturel et le charbon, dont elles ont besoin. Nous sommes donc exposés au risque d'interruption de l'approvisionnement et de fluctuation des prix des combustibles. En outre, il se pourrait que les stocks de combustible livrés ne correspondent pas exactement à ceux qui sont nécessaires à nos ventes d'énergie, entre autres parce que nous devons acheter d'avance nos stocks de combustible pour satisfaire aux exigences de fiabilité et d'acheminement. L'interruption des services de transport du combustible, qu'elle soit causée par des perturbations météorologiques, 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 avoir un effet défavorable sur nos résultats d'exploitation. Il est important de noter que le charbon qui alimente la centrale thermique de Centralia provient du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming, et nous est fourni aux termes de contrats relatifs à l'achat du charbon et à son transport jusqu'à notre centrale thermique de Centralia. Nos contrats actuels relatifs au charbon alimentant la centrale thermique de Centralia expirent à la fin de 2020. 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 rivière Powder ou de les renouveler à des conditions favorables pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et avoir un effet défavorable sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation. Une fois le pipeline de Tidewater opérationnel, nous pourrions être exposés au risque lié à l'interruption de l'alimentation, lequel serait indépendant de notre volonté en raison de notre dépendance à l'égard de Tidewater, principal fournisseur de gaz naturel pour nos centrales de Sundance et de Keephills.

L'évolution de la conjoncture économique et des conditions des marchés 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 nos activités, 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 ou le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats d'exploitation; 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 aux nôtres; d) le départ ou la démission de membres de la haute direction et d'autres membres clés du personnel; 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 nous visant ou visant nos concurrents; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou

faits nouveaux 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 d'exploitation, 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, 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. Si leurs critères ne sont pas respectés, ces institutions pourraient limiter leur investissement dans nos actions ordinaires ou s'abstenir de faire un tel investissement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

L'abaissement de nos notes 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 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 souhaitant 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 accorder de nouvelles garanties financières importantes à nos cocontractants. Pour de plus amples renseignements sur les garanties données, veuillez vous reporter à la partie C de la note 15 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

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 et le moment de leur versement. De plus, le versement de dividendes sur des actions ordinaires est, dans tous les cas, subordonné au versement préalable des dividendes préférentiels applicables à chaque série de nos actions privilégiées de premier rang. Nous pourrions modifier notre politique en matière de dividendes à tout moment. La décision du conseil de déclarer des dividendes dépendra, notamment, des résultats d'exploitation; de la situation financière; des résultats actuels et attendus; 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 pourraient 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 de nos dividendes futurs. 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 en matière de dividendes ou en interrompre l'application à tout moment. Une baisse du cours ou de la liquidité de nos actions ordinaires 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 centrales, la rentabilité, les

variations des produits des activités ordinaires, les fluctuations du fonds de roulement, l'importance des dépenses en immobilisations, 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 centrales 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. Cette concurrence pourrait avoir un effet défavorable important 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 centrales à un niveau nous permettant de nous conformer à nos CAE.

La capacité de nos centrales de produire la quantité maximale d'électricité 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, au cours d'une année donnée du contrat, la centrale n'est pas en mesure de produire la quantité d'électricité requise pendant la disponibilité prévue, nous pourrions devoir payer des pénalités à l'acheteur. Le paiement de telles pénalités 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 pourraient être résiliés dans certaines circonstances, y compris en cas de manquement de la centrale ou de son propriétaire ou son exploitant. L'expiration ou la résiliation d'un CAE peut entraîner l'instabilité de nos flux de trésorerie, et il est possible que le prix reçu par l'installation ou la centrale visée pour l'électricité 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 définitivement ses activités.

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

En raison de la nature de nos activités, notre résultat est sensible aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations du temps hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du temps 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 parc solaire. Les variations météorologiques pourraient se ressentir des changements climatiques et entraîner une augmentation soutenue des températures et une hausse du niveau de la mer, et ainsi influencer sur nos actifs de production.

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 exerçons nos activités sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La plupart des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont soumis 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 ou les mécanismes des marchés, ni quelles conséquences ultimes ces changements auront 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 s'appliquer à nous ou à nos centrales et avoir ainsi un effet défavorable important sur nous. L'incidence de la mise en œuvre prévue du marché de capacité en Alberta aura sur la Société n'est pas encore connue et pourrait être importante. Il n'est pas assuré que la Société pourra participer avec succès au marché de capacité et son aptitude à cet égard pourrait influencer sur nos stratégies d'affectation des capitaux, y compris en ce qui concerne les conversions au gaz naturel de centrales alimentées au charbon.

Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité visant à réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter nos activités en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, 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 évoluons ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes pourraient se traduire par des sanctions ou des amendes susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

Nos centrales sont également soumises à 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 nos activités, 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 autorité de réglementation dans les autres marchés dans lesquels nous faisons ou pourrions faire concurrence pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Des changements touchant l'opinion que des parties externes se forment au sujet de notre Société pourraient 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 pourrait alors avoir un effet négatif sur nos activités et sur 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 des activités ordinaires, une diminution de la clientèle et une baisse de la valeur 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 pourraient 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 touchant ce processus pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'achever la construction d'une centrale ou de l'achever en temps opportun, ce qui pourrait occasionner des radiations ou une atteinte à notre réputation.

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 conclu 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 dépendons de la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement des ordinateurs, des téléphones filaires et mobiles, des satellites et des réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment les cyberattaques, les atteintes à la sécurité, 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 perturbations semblables.

Tout dommage ou toute défaillance ayant pour effet d'interrompre les activités pourrait nuire à nos clients. De plus, nous protégeons activement les infrastructures de nos centrales contre les dommages matériels, les atteintes à la sécurité et les interruptions de service attribuables à diverses causes. Les cyberattaques, le vol, le vandalisme et d'autres perturbations pourraient compromettre la sécurité de l'information qui est stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle qui est 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, d'un plan de reprise après catastrophe et de procédures conçus pour empêcher ou détecter 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.

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

Nous dépendons de notre technologie de l'information pour le traitement, la transmission et le stockage de l'information et des données électroniques que nous utilisons pour exploiter nos actifs en toute sécurité. Dans le contexte actuel où les menaces à la cybersécurité sont en constante évolution, toute attaque ou atteinte à la sécurité du réseau ou des systèmes informatiques peut perturber nos activités commerciales ou compromettre les données exclusives, confidentielles ou personnelles de la Société, de ses clients, de ses partenaires ou d'autres entités ou personnes avec lesquelles la Société entretient des relations d'affaires. Pour tenter de violer les contrôles de sécurité de notre réseau, les cyberpirates utilisent diverses techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre base d'utilisateurs à l'utilisation unique ou multiple de programmes malveillants complexes. Les cyberpirates peuvent également avoir 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 infrastructures de réseau. Si elle réussit, une cyberattaque pourrait donner lieu à l'interception, à la destruction, à l'utilisation ou à la dissémination non autorisée de nos données exclusives, confidentielles ou personnelles et pourrait perturber nos activités.

Nous prenons constamment 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 du secteur 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 ainsi que des politiques et des méthodes assurant l'exploitation de l'entreprise en toute sécurité. Nous avons également élaboré un programme de sensibilisation à la sécurité destiné à informer les utilisateurs des risques liés à la cybersécurité et des responsabilités qui leur incombent afin de protéger l'entreprise.

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 notre réseau 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 que, si elles se produisent, le problème sera toujours corrigé adéquatement et en temps opportun.

Nos centrales dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes qui appartiennent à des tiers et sont exploités par ceux-ci 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 qui appartiennent principalement à des tiers et qui sont exploités principalement par ceux-ci pour la livraison de l'électricité que nous produisons à des points de livraison où s'opère un changement 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 certain 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 commercialisation 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 repli 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 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 évolue 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 subir d'importantes pertes. Nos positions de négociation peuvent être influencées par la volatilité des marchés énergétiques qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs impossibles à prévoir avec certitude, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme. Un changement dans les marchés énergétiques pourrait nuire à 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 pourraient ne pas s'inscrire dans les paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

En raison de nos activités multinationales, nous sommes exposés au risque de change et au risque réglementaire et politique.

Nos investissements et nos activités dans des pays étrangers, les flux de trésorerie 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 nos flux de trésorerie d'exploitation 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 devise 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 réglementaire et politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou un changement du climat politique dans les pays où nous exerçons nos activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur nous.

Les risques liés aux projets de développement et de croissance et aux acquisitions de TransAlta pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Les projets de développement et de croissance et les acquisitions que nous entreprenons pourraient 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 développement et d'acquisitions pourrait 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 développement pourrait comporter des difficultés imprévues. Si nous ne parvenons pas à gérer ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de développement, 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 réussissons l'intégration d'une acquisition ni que les possibilités commerciales ou les synergies opérationnelles d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et autorités de réglementation étrangers et à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers pourraient 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 les règlements de certains pays pourraient 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, en temps opportun et à un coût raisonnable, les occasions d'acquisition repérées. Toute acquisition que nous nous proposons de faire ou que nous réalisons comporte les risques commerciaux usuels liés à l'éventualité 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 pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

Dans la mesure où nos sources de capitaux et nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation 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 sont 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 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 tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets de croissance (y compris les conversions du charbon au gaz naturel), 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 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, y compris TransAlta Renewables, 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 au moyen des 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 à l'égard d'un financement de projet n'entraîne pas un défaut relativement aux titres d'emprunt que TransAlta a émis, il pourrait avoir un effet défavorable sur notre capacité d'assurer le service de notre dette en cours.

Des changements touchant les restrictions légales ou contractuelles pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité d'assurer le service 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, y compris TransAlta Renewables, et des fonds que celles-ci nous versent, notamment sous forme de distributions, de prêts ou de dividendes. De plus, nos filiales pourraient 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 relativement à la contamination de l'environnement ou à y remédier autrement, que des pénalités soient éventuellement 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. Nous nous attendons à ce que 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 demeure 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 nos activités 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 ou n'entraîneront pas des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour notre entreprise et nos activités.

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

Nous sommes exposés à des risques aux termes de certains contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités et les conditions 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. Un abaissement de notre note par certaines agences de notation pourrait entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos cocontractants et augmenter ainsi le montant de garantie que nous pourrions 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 des activités ordinaires, 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 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, les blessures, les préjudices causés à des tiers, 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 pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Nos garanties d'assurance pourraient 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 centrales 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 pourraient faire l'objet de vérifications de la part des administrations fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenus respectent à tous égards importants la totalité des interprétations, lois et règlements de nature fiscale applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas avec l'administration fiscale des désaccords relativement à nos déclarations de revenus qui pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise.

La Société et ses filiales doivent composer avec les changements apportés aux lois et aux règlements fiscaux 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 très importante des impôts sur le résultat ou autres que sur le résultat, ce qui peut avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous sommes exposés à des incertitudes quant au moment où nous deviendrons assujettis à l'impôt.

Des risques, des incertitudes et d'autres facteurs pourraient écourter l'horizon fiscal que nous avons prévu. Plus particulièrement, notre horizon fiscal prévu est soumis à des risques liés aux changements apportés à nos activités, à nos actifs et à notre structure d'entreprise ou à la modification des lois, des règlements et des interprétations de nature fiscale. Si nous devenions assujettis à l'impôt plus tôt que prévu, nos liquidités disponibles aux fins de distribution et notre dividende pourraient diminuer, ce qui aurait une incidence défavorable importante sur la valeur de nos actions.

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

Le départ 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 notre entreprise. 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 ponctuellement de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subissons 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 475 de nos employés, en 2019. Quatre conventions collectives, visant environ 220 employés au total, devraient être renégociées en 2020. 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.

PERSONNEL

La Société doit recruter et maintenir en poste du personnel compétent pour ses exploitations. De nombreux membres de son personnel possèdent une formation et des compétences spécialisées très prisées sur le marché. Au 31 décembre 2018, nous comptons 1 883 employés actifs à temps plein, à temps partiel ou temporaires. De ce nombre, 886 employés relevaient de notre secteur Charbon au Canada (y compris notre exploitation minière de SunHills); 202, de notre secteur Charbon aux États-Unis; 209, de notre secteur Gaz; 80, de notre secteur Énergie éolienne et solaire; 79, de notre secteur Hydroélectricité; 70, de notre secteur Commercialisation de l'énergie; et les 367 autres employés, de notre secteur Siège social. Environ 50 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement partie à 10 conventions collectives. En 2018, nous avons renouvelé 4 de ces 10 conventions et nous nous attendons à en renégocier 4 autres en 2019.

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 26 février 2019, nous avons 284 638 967 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 entier.

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 9 mars 2018, la TSX a accepté notre avis de présentation d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités à l'égard d'une partie de nos actions ordinaires. Le conseil a autorisé le rachat d'au plus 14 000 000 de nos actions ordinaires, ce qui représente environ 5 % du flottant de TransAlta. Les rachats effectués aux termes de l'offre de rachat devraient être faits au cours en vigueur au moyen d'opérations sur le marché libre à la TSX et sur toute autre plateforme de négociation canadienne. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'offre de rachat seront annulées.

Au cours de l'exercice 2018, nous avons racheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires au prix moyen de 7,01 \$ chacune.

Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé la suspension du plan Premium Dividend^{MC}, 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 et aucun actif ne sera 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, majoré d'une somme correspondant à la prime payable lors d'un rachat et d'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 2 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 de conditions contraires se rattachant à une série particulière, nous pouvons racheter la totalité ou, de temps à autre, une partie des actions privilégiées de premier rang d'une série A 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 aux 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, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B. Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-après.

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 à taux fixe cumulatifs, 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, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

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 avec 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-après.

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 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 %. 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 avec 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

Au total, 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\$. Certaines dispositions des actions de série C sont décrites ci-après.

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 pouvaient être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 juin 2017 et seront rachetables 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). Le 30 juin 2017, aucune action privilégiée de série C n'a été rachetée.

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 avaient 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 auront de nouveau le droit de convertir celles-ci 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.

Le 15 juin 2017, un total de 827 628 actions de série C ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série D, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017.

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 avec 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 le 10 août 2012 en contrepartie d'un produit brut de 225 M\$. Certaines dispositions des actions de série E sont décrites ci-après.

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 pouvaient être rachetées par TransAlta Corporation, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2017 et pourront être rachetées 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). Le 30 septembre 2017, aucune action de série E n'a été rachetée.

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 avaient 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 auront de nouveau le droit de convertir celles-ci 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.

Le 15 septembre 2017, un total de 133 969 actions de série E ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série F, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017.

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 avec 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 le 15 août 2014 en contrepartie d'un produit brut de 165 M\$. Certaines dispositions des actions de série G sont décrites ci-après.

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 avec 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.

Dispositions des statuts relatives aux opérations entre parties liées

Les statuts de la Société renferment des dispositions qui limitent la capacité de la Société de conclure une « opération déterminée » avec un « actionnaire important ». Une opération déterminée doit être approuvée à la majorité des voix exprimées par les porteurs d'actions comportant droit de vote de la Société et à la majorité des voix exprimées par les porteurs de ces actions comportant droit de vote compte non tenu des actionnaires importants. Un actionnaire important s'entend en général du propriétaire véritable de plus de 20 % des actions comportant droit de vote en circulation de la Société. Les statuts contiennent une définition large de la propriété véritable et, plus particulièrement, une personne est considérée comme le propriétaire véritable des actions appartenant aux personnes avec lesquelles elle a des liens et aux membres du même groupe qu'elle, au sens de ces expressions dans les statuts. Les opérations qui sont considérées comme des opérations déterminées comprennent notamment : une fusion ou un regroupement de la Société avec un actionnaire important; une aide financière de la Société à un actionnaire important; certaines ventes d'actifs ou la prestation de services par la Société à un actionnaire important ou inversement; certaines émissions de titres par la Société qui augmentent la participation avec droit de vote proportionnelle d'un actionnaire important; une restructuration ou une refonte du capital de la Société qui augmente la participation avec droit de vote proportionnelle d'un actionnaire principal; et la création d'une catégorie ou série d'actions sans droit de vote de la Société assorties d'un droit résiduel de participer aux bénéfices de la Société et au partage de l'actif de la Société en cas de dissolution ou de liquidation.

Régime de droits des actionnaires

La Société a adopté un régime de droits des actionnaires (« régime de droits ») aux termes d'une convention relative au régime de droits des actionnaires (« convention relative au régime de droits ») intervenue en date du 13 octobre 1992, dans sa version modifiée et mise à jour le 22 avril 2016, entre la Société et Société de fiducie AST (Canada) (qui a remplacé Société de fiducie CST). Le régime de droits a été confirmé pour la dernière fois à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société qui a eu lieu le 22 avril 2016 et expirera à la fermeture des bureaux à la date de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2019 de la Société, sauf si les actionnaires votent en faveur de sa ratification et de sa prorogation. Pour de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter à la convention relative au régime de droits dans sa version modifiée et mise à jour. On peut obtenir la convention relative au régime de droits sur demande adressée au secrétaire de TransAlta Corporation, 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 2M1; téléphone : 403-267-7110; ou par courriel : corporate_secretary@transalta.com. On peut également obtenir la convention relative au régime de droits par voie électronique sur SEDAR, sous le profil de la Société, à l'adresse www.sedar.com ou sur le système EDGAR de la SEC, à l'adresse www.sec.gov.

Facilités de crédit

En 2018, nous avons renouvelé et augmenté notre convention de crédit syndiqué nous donnant accès à une facilité de crédit consentie de 1,25 G\$. La convention est entièrement consentie pour quatre ans et expire en 2022. La facilité de crédit est assujettie à un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Cette facilité de crédit a été accordée aux fins des besoins généraux de l'entreprise, y compris pour le financement des besoins constants de fonds de roulement, pour le financement des investissements en construction et des occasions de croissance et pour le remboursement des emprunts impayés.

Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une convention de crédit syndiqué lui donnant accès à une facilité de crédit consentie de 500 M\$. La convention est entièrement consentie pour quatre ans et expire en 2022, compte tenu du renouvellement et de l'augmentation de 2018. La facilité de crédit est assujettie à un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Pour plus d'information, veuillez vous reporter à la note 22 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Dettes à long terme

La dette à long terme de la Société se compose de débetures en circulation d'une valeur nominale de 651 M\$ qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 5,0 % et 7,3 % et dont les dates d'échéance vont de 2029 à 2030. De plus, nous avons des billets de premier rang en circulation d'une valeur nominale de 700 M\$ US qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 4,5 % et 6,5 % et dont les dates d'échéance vont de 2022 à 2040. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 22 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Dettes sans recours

La Société a une dette sans recours dont le montant impayé représente une valeur nominale d'environ 1 250 M\$ et qui est constituée d'obligations et de débetures qui portent intérêt à des taux variant entre 3,83 % et 6,20 % et dont les dates d'échéance vont de 2028 à 2032. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 22 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Avantages fiscaux

La Société a pris en charge un financement de 24 M\$ US donnant droit à des avantages fiscaux dans le cadre de l'acquisition de Lakeswind, financement qui est inclus dans la dette dans nos états financiers consolidés. Pour de plus amples renseignements sur les avantages fiscaux, veuillez vous reporter à la note 22 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez aussi vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Restrictions visant la dette

Les facilités de crédit syndiqué comprennent un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Les obligations sans recours sont assujetties aux conditions de financement et aux engagements usuels, qui peuvent limiter l'accès de la Société aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation des installations. Dès que certains tests en matière de distribution sont remplis, lesquels sont habituellement effectués une fois par trimestre, les flux de trésorerie peuvent être distribués par les entités filiales à leur entité mère respective. Ces conditions comprennent le respect d'un ratio de couverture des charges fixes avant la distribution.

NOTATIONS ET NOTES

L'information qui suit concernant nos notes est fournie, car elle a un lien avec nos coûts de financement, notre situation de trésorerie et nos activités. En particulier, les notes 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. 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 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 (faible)	BBB-	Sans objet	BBB-
Note du groupe de sociétés	Sans objet	Sans objet	Ba1	Sans objet
Actions privilégiées	Pfd-3 (faible) ¹⁾	Sans objet	Sans objet	P-3 ¹⁾
Dette non garantie/BMT	BBB (faible)	BBB-	Ba1/LGD4	BBB-
Perspectives des notes	Stable	Stable	Positive	Négative

Note :

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

Le 17 décembre 2015, la note de TransAlta Corporation a été ramenée 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 a été augmenté conformément aux dispositions contractuelles. Des notes de première qualité ont été attribuées à la Société par trois agences de notation, notamment la note BBB- (perspective négative) de Standard & Poor's, la note BBB (faible) (perspective stable) de DBRS et la note BBB- (perspective stable) 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 2018, DBRS nous avait attribué la note d'émetteur BBB (faible) (perspective stable). 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 (faible) (perspective stable). 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 2018, DBRS avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une note BBB (faible) (perspective stable). La note BBB est la quatrième plus élevée parmi 10 catégories d'obligations à long terme.

Fitch

Au 31 décembre 2018, 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 stable. 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 2018, 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 », acronyme de *Corporate Family Ratings*) 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 2018, notre note CFR attribuée par Moody's était Ba1 avec perspective positive. 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 2018, Moody's avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une note Ba1 (positive)/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 », acronyme de *Loss Given Default*) 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 pour 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 2018, 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.

S&P

Une note 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 préférence prévus par la loi ni de la légalité ou du caractère exécutoire de l'obligation. Au 31 décembre 2018, Standard & Poor's nous avait attribué une note d'émetteur de BBB- avec perspective négative. 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 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 2017, Standard & Poor's avait attribué à nos titres d'emprunt non garantis de premier rang une note BBB- avec perspective négative. 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 DBRS pour certains autres services qu'elle a 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 sur chacune de ses actions ordinaires en circulation au cours des trois derniers exercices :

Période		Dividende par action ordinaire
2016	Premier trimestre	0,18 \$
	Deuxième trimestre	0,04 \$
	Troisième trimestre	0,04 \$
	Quatrième trimestre	0,04 \$
2017	Premier trimestre	0,04 \$
	Deuxième trimestre	0,04 \$
	Troisième trimestre	0,04 \$
	Quatrième trimestre	0,04 \$
2018	Premier trimestre	0,04 \$
	Deuxième trimestre	0,04 \$
	Troisième trimestre	0,04 \$
	Quatrième trimestre	0,04 \$

Actions privilégiées

Actions de série A

Période		Dividende par action de série A
2016	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$
2017	Premier trimestre	0,16931 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$
2018	Premier trimestre	0,16931 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$

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 \$
2017	Premier trimestre	0,15651 \$
	Deuxième trimestre	0,15645 \$
	Troisième trimestre	0,16125 \$
	Quatrième trimestre	0,17467 \$
2018	Premier trimestre	0,17889 \$
	Deuxième trimestre	0,19951 \$
	Troisième trimestre	0,20984 \$
	Quatrième trimestre	0,22301 \$

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 à raison de une pour une.

Actions de série C

Période		Dividende par action de série C
2016	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2017	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,25169 \$
	Quatrième trimestre	0,25169 \$
2018	Premier trimestre	0,25169 \$
	Deuxième trimestre	0,25169 \$
	Troisième trimestre	0,25169 \$
	Quatrième trimestre	0,25169 \$

Actions de série E

Période		Dividende par action de série E
2016	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$
2017	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,32463 \$
2018	Premier trimestre	0,32463 \$
	Deuxième trimestre	0,32463 \$
	Troisième trimestre	0,32463 \$
	Quatrième trimestre	0,32463 \$

Actions de série G

Période		Dividende par action de série G
2016	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$
2017	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$
2018	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$

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-après 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	
<u>2018</u>			
Mars	7,55	6,88	17 597 382
Avril	7,00	6,70	8 347 063
Mai	7,00	6,51	10 130 939
Juin	6,72	6,36	8 309 916
Juillet	7,50	6,53	16 752 842
Août	7,90	7,27	17 751 039
Septembre	7,69	7,10	10 377 877
Octobre	7,31	6,57	11 292 500
Novembre	7,27	6,75	8 276 883
Décembre	7,19	5,44	16 024 404
<u>2019</u>			
Janvier	7,21	5,50	14 239 607
Février (du 1 ^{er} au 25)	7,64	7,16	6 889 858

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 ».

Date d'émission	Nombre de titres ²⁾	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 décembre 2010 ¹⁾	12 000 000 d'actions de série A	25,00 \$	Appel public à l'épargne

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 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 19 octobre 2009.
- 2) Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2018</u>			
Mars	15,45	14,58	76 960
Avril	14,80	14,02	350 908
Mai	15,04	14,32	106 626
Juin	14,55	14,12	106 921
Juillet	15,10	14,23	49 387
Août	16,00	15,05	78 373
Septembre	15,85	15,21	41 839
Octobre	15,70	13,90	164 848
Novembre	15,14	13,30	391 944
Décembre	13,65	10,78	196 049
<u>2019</u>			
Janvier	12,38	11,36	119 970
Février (du 1 ^{er} au 25)	12,08	11,48	95,915

Actions de série B

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

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

Note :

1) Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2018			
Mars	15,41	15,01	35 102
Avril	15,15	14,87	12 806
Mai	15,41	15,00	114 723
Juin	15,05	14,81	58 375
Juillet	15,66	14,90	12 142
Août	16,01	15,33	3 225
Septembre	16,20	15,50	24 852
Octobre	16,00	14,96	64 020
Novembre	15,39	14,28	33 586
Décembre	14,60	12,04	19 440
2019			
Janvier	13,33	12,65	9 552
Février (du 1 ^{er} au 25)	13,05	12,65	20,546

Actions de série C

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

Date 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 \$	Appel public à l'épargne

Note :

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

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2018</u>			
Mars	18,70	17,97	95 284
Avril	18,47	17,62	65 197
Mai	18,68	17,95	83 122
Juin	18,26	17,70	95 708
Juillet	18,59	17,72	72 208
Août	18,93	18,45	74 683
Septembre	18,84	18,42	63 861
Octobre	18,73	16,35	269 488
Novembre	17,70	15,75	89 486
Décembre	15,88	13,50	207 024
<u>2019</u>			
Janvier	15,68	14,38	77 085
Février (du 1 ^{er} au 25)	15,15	13,90	81,626

Actions de série E

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

Date 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 \$	Appel public à l'épargne

Note :

- 1) Les actions de série E ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 3 août 2012 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 15 novembre 2011.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2018</u>			
Mars	21,85	21,10	251 722
Avril	21,50	20,67	48 033
Mai	21,87	21,10	64 241
Juin	21,44	20,84	91 491
Juillet	21,56	20,87	37 062
Août	21,92	21,50	56 075
Septembre	21,68	21,32	43 844
Octobre	21,48	19,13	96 427
Novembre	20,25	17,83	189 405
Décembre	18,50	15,45	343 592
<u>2019</u>			
Janvier	18,28	16,75	190 298
Février (du 1 ^{er} au 25)	17,53	16,82	163,337

Actions de série G

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

<u>Date d'émission</u>	<u>Nombre de titres</u>	<u>Prix d'émission par titre</u>	<u>Description de l'opération</u>
15 août 2014 ¹⁾	6 600 000 d'actions de série G	25,00 \$	Appel public à l'épargne

Note :

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

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<u>2018</u>			
Mars	22,70	21,90	60 393
Avril	22,44	21,83	55 314
Mai	22,80	22,08	93 432
Juin	22,30	21,71	53 141
Juillet	22,64	21,70	45 449
Août	23,12	22,58	73 504
Septembre	23,06	22,66	71 746
Octobre	23,06	21,05	107 524
Novembre	22,00	19,75	65 293
Décembre	20,30	16,80	127 768
<u>2019</u>			
Janvier	19,34	17,80	69 528
Février (du 1 ^{er} au 25)	18,63	17,62	33,216

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 31 décembre 2018 de même que leur poste et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-après. 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	Entrée au conseil	Fonctions principales
Rona H. Ambrose Alberta, Canada	2017	<p>L'honorable Rona Ambrose est une leader d'envergure nationale qui a été chef de l'opposition officielle à la Chambre des communes et chef du Parti conservateur du Canada.</p> <p>À titre de membre du Cabinet fédéral pendant une dizaine d'années, elle a exercé les fonctions de ministre dans neuf ministères du gouvernement du Canada. Elle a entre autres occupé les postes de vice-présidente du Conseil du trésor pendant plusieurs années et de présidente du comité du Cabinet sur la sécurité publique, la justice et les questions autochtones. Elle a également été ministre de l'Environnement responsable de la surveillance du régime réglementaire sur les gaz à effet de serre dans plusieurs secteurs industriels.</p> <p>M^{me} Ambrose a été responsable de l'élaboration de plusieurs politiques fédérales liées notamment aux stratégies industrielles en matière d'achats militaires, aux innovations en matière de santé et aux améliorations apportées aux lois en matière d'agressions sexuelles.</p> <p>Elle est reconnue comme une ardente défenseuse des droits des femmes au Canada et dans le monde et a été à la tête du mouvement mondial ayant mené à la création de la « Journée internationale de la fille » aux Nations Unies. Elle est responsable de veiller à ce que les femmes autochtones au Canada obtiennent finalement des droits matrimoniaux égaux et s'est battue avec succès pour la création d'un programme canadien destiné à amener en sécurité au Canada, à titre de réfugiées, des femmes et des filles Yazidi qui ont été des esclaves sexuelles de l'EI.</p> <p>M^{me} Ambrose est administratrice de sociétés indépendante et est également Global Fellow du Canada Institute du Wilson Centre à Washington DC, où elle s'intéresse particulièrement aux questions touchant les échanges bilatéraux et la compétitivité entre le Canada et les États-Unis.</p> <p>M^{me} Ambrose siège au conseil consultatif de l'Institut canadien des affaires mondiales et est administratrice de la Société Financière Manuvie. M^{me} Ambrose est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université de Victoria et d'une maîtrise ès arts de l'Université de l'Alberta. Elle est également titulaire d'un diplôme du Harvard Kennedy School of Government Senior Leaders Program.</p> <p>M^{me} Ambrose apporte à la Société et au conseil une grande expérience dans les domaines de la gestion, des affaires gouvernementales, de l'action des pouvoirs publics et de l'environnement, des changements climatiques et de la réglementation, ainsi qu'une expertise en communications ainsi qu'en ressources humaines et en rémunération.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
John P. Dielwart Alberta, Canada	2014	<p>M. Dielwart est président du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil. M. Dielwart était auparavant chef de la direction d'ARC Resources Ltd., propriétaire et exploitante d'avoires pétroliers et gaziers dans l'Ouest canadien. Il en a supervisé la croissance depuis son démarrage en 1996 jusqu'à ce qu'elle atteigne une capitalisation totale d'environ 10 G\$ au moment de son départ à la retraite.</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. ARC Financial est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie. Il est membre des comités des investissements et de la gouvernance d'ARC Financial et la représente actuellement aux conseils de Modern Resources Ltd. et d'Aspenleaf Energy Limited. 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 gazifères 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 et en 2018, il a reçu le prix Canadian Lifetime Achievement Award du Oil and Gas Council. M. Dielwart est membre du conseil du Calgary and Area Child Advocacy Centre, et en a déjà été coprésident. Le 7 mars 2018, M. Dielwart deviendra membre du conseil d'administration de Crescent Point Energy Corp.</p> <p>Le conseil est d'avis que M. Dielwart est un administrateur indépendant diligent qui apporte à la Société une riche expérience en gestion, en finances et en entrepreneuriat ainsi qu'une solide compréhension des marchés des produits de base, notamment ceux du pétrole et du gaz, dans lesquels nous exerçons des activités.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
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. 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, première entreprise entièrement intégrée d'exploitation et de raffinage de sables bitumineux en 25 ans. Il possède une vaste expérience des risques liés aux produits de base 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 principal indépendant et membre du comité des risques et du comité d'audit d'ICE Futures Europe (« IFEU »), importante bourse électronique mondiale pour les produits énergétiques, les produits de base et les 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, M. Faithfull 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 à capital fermé. En outre, 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 cette université 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 du développement de projets d'envergure et de la gestion des risques liés aux produits de base dans les domaines pétrolier et gazier.</p> <p>En 2018, M. Faithfull a informé le conseil qu'il avait l'intention de quitter son poste au conseil immédiatement après l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019 et de ne pas se représenter à l'élection.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
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. De 2003 à 2006, M^{me} Farrell a agi à titre de vice-présidente à la direction, Production chez BC Hydro. De 2006 à 2007, elle y a été 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. Elle est membre de la Commission trilatérale ainsi que du Conseil canado-américain pour l'avancement des femmes entrepreneures et chefs d'entreprises. 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 <i>Advanced Management Program</i> de l'Université Harvard.</p> <p>En tant que présidente et chef de la direction de la Société, M^{me} Farrell a la responsabilité de la gérance globale de TransAlta, y compris de la direction stratégique de la Société. Elle a fait la preuve de son grand leadership, capable de propulser TransAlta au premier rang des producteurs d'énergie propre au Canada.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Alan J. Fohrer Californie, É.-U.	2013	<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'Osrose 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 des services publics, que ce soit sur les marchés réglementés ou déréglementés. En outre, il possède des compétences dans le domaine bancaire, en ressources humaines et en rémunération ainsi qu'en gestion des risques.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
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 a 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 au sein 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 <i>juris doctor</i> 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 qui a aidé la Société à s'adapter à l'évolution de la réglementation. Il apporte également à la Société un solide leadership et des compétences en matière d'élaboration de stratégies. En janvier 2019, la Société a annoncé que l'ambassadeur Giffin avait l'intention de quitter ses fonctions d'administrateur et de président du conseil de TransAlta Corporation en 2020 au terme d'un processus visant à trouver un nouveau président du conseil et à faciliter une transition harmonieuse.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	<p>M. Mansour compte plus de 40 ans d'expérience tant comme ingénieur que comme membre de la haute direction dans le secteur des services publics d'électricité au Canada, aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Il a quitté son poste de président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation (« CAISO ») en 2011, poste qu'il occupait depuis 2005. La CAISO est chargée d'exploiter et de contrôler 80 % du réseau électrique californien, de concevoir et d'exploiter le marché de l'électricité en Californie et d'effectuer des 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 au 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. Il possède en outre d'importantes connaissances en gestion des risques, en génie et en technique ainsi qu'en environnement.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Georgia Nelson Illinois, É.-U.	2014	<p>À TransAlta, M^{me} Nelson est présidente du comité des ressources humaines du conseil. M^{me} Nelson est présidente et chef de la direction de PTI Resources, LLC, cabinet de services-conseils indépendant établi en 2005. M^{me} Nelson a eu une carrière de 35 ans dans le secteur de la production d'électricité, où elle a occupé divers postes de haute direction pour Edison International et ses filiales de 1971 à 2005. Elle a été présidente de Midwest Generation Edison Mission Energy (EME), producteur indépendant d'électricité, de 1999 jusqu'à sa retraite en 2005 ainsi que directrice générale d'EME Americas de 2002 à 2005. M^{me} Nelson a une grande expérience des négociations commerciales internationales, des questions de politique environnementale et des ressources humaines.</p> <p>M^{me} Nelson est actuellement administratrice de Cummins Inc., de Ball Corporation et de Sims Metal Management Ltd. Elle a également été administratrice de la société fermée CH2MHILL Corporation jusqu'en décembre 2017. Elle a été administratrice de Nicor, Inc. M^{me} 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^{me} 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. M^{me} 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^{me} Nelson apporte à la Société et au conseil des connaissances spécialisées du secteur de l'énergie, de la production indépendante de l'énergie et des secteurs houiller et minier de même qu'en gestion des ressources humaines et en rémunération et en génie et technique. En tant que présidente du comité des ressources humaines du conseil, M^{me} Nelson assure la prise de décisions efficaces par le comité.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Beverlee F. Park Colombie-Britannique, Canada	2015	<p>M^{me} Park est présidente du comité d'audit et des risques du conseil depuis le 19 avril 2018. M^{me} Park est administratrice de Teekay LNG Partners, société ouverte qui est cotée à la NYSE et dont elle préside le comité d'audit et le comité chargé des conflits. 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 SSR Mining Inc. (inscrite à la cote de la TSX et du NASDAQ), société minière ouverte axée sur l'exploitation, le développement, l'exploration et l'acquisition de projets de métaux précieux en Amérique du Nord et en Amérique du Sud. M^{me} Park a été membre du conseil d'administration de l'Université de Colombie-Britannique jusqu'au 30 juin 2018. Jusqu'en octobre 2018, elle a également été administratrice d'InTransit BC, société fermée de système de transport léger rapide, dont elle a présidé le comité d'audit. Auparavant, elle a été administratrice de BC Transmission Corporation, au sein de laquelle elle a également été présidente du comité d'audit.</p> <p>M^{me} Park a de l'expérience en tant que membre de la haute direction et membre du conseil d'entreprises évoluant dans divers secteurs, dont le transport de l'électricité, les produits forestiers, l'expédition, les mines, le transport et l'immobilier. M^{me} Park a travaillé pour TimberWest Forest Corp. pendant 17 ans et y occupait le poste de chef de l'exploitation au moment de son départ à la retraite, en 2013. Au fil des ans, 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 directrice et chef des finances.</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. Elle est Fellow des Chartered Professional Accountants (FCPA) et Fellow de l'Institute of Chartered Accountants de la Colombie-Britannique.</p> <p>M^{me} Park apporte à la Société et au conseil plus de 30 ans d'expérience en finances et en comptabilité, ainsi qu'une expérience dans des postes de haute direction en restructuration organisationnelle. Sa vaste expérience dans l'accroissement de valeur pour les actionnaires ainsi que ses solides compétences financières en font un précieux atout pour le conseil.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Entrée au conseil	Fonctions principales
Bryan D. Pinney Alberta, Canada	2018	<p>Bryan Pinney est dirigeant de Bryan D. Pinney Professional Corporation, société qui fournit des conseils financiers et des services de consultation.</p> <p>À l'heure actuelle, M. Pinney est administrateur principal de North American Energy Partners Inc. Il est également administrateur de Persta Resources Inc., société pétrolière et gazière cotée en bourse de Hong Kong. M. Pinney est en outre le président sortant du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal et a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. De plus, il est administrateur d'une société à capital fermé. M. Pinney est Fellow de l'Institut des comptables agréés, évaluateur d'entreprises agréé et diplômé de l'Ivey Business School de l'Université Western Ontario, où il a obtenu un diplôme spécialisé en administration des affaires. Il est également diplômé de l'Institut des administrateurs de sociétés du Canada.</p> <p>M. Pinney possède plus de 30 ans d'expérience auprès de nombreuses sociétés canadiennes parmi les plus grandes, surtout dans les secteurs de l'énergie et des ressources et de la construction. M. Pinney a été associé chez Deloitte entre 2002 et 2015. Il a été associé directeur du bureau de Calgary de 2002 à 2007, associé directeur national en audit et assurance de 2007 à 2011 et enfin, vice-président jusqu'en juin 2015.</p> <p>M. Pinney a été membre du conseil d'administration de Deloitte et président du comité des finances et de l'audit. Avant de se joindre à Deloitte, il était associé chez Andersen LLP, où il a agi à titre d'associé directeur du bureau de Calgary de 1991 à mai 2002.</p> <p>Grâce à ses vastes réalisations en matière de leadership, à ses compétences financières, à sa connaissance des questions relatives à la réglementation et à la conformité et à son large éventail d'expérience dans le secteur, M. Pinney apporte une importante contribution au conseil.</p>

Dirigeants

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 26 février 2019, de même que leur poste et leurs fonctions principales.

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 des services commerciaux et opérationnels	Alberta, Canada
Christophe Dehout	Chef des finances	Alberta, Canada
Jane Fedoretz	Chef de la gestion des talents et de la transformation	Alberta, Canada
Brett M. Gellner	Chef de la stratégie et des investissements	Alberta, Canada
John H. Kousinioris	Chef de la croissance	Alberta, Canada
Kerry O'Reilly	Chef des services juridiques et de la conformité	Alberta, Canada
Jennifer M. Pierce	Vice-présidente principale, Expansion des affaires	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Directeur général et contrôleur général	Alberta, Canada
Brent Ward	Directeur général et trésorier	Alberta, Canada
Aron J. Willis	Vice-président principal, Production commerciale, gaz et énergie renouvelable	Alberta, Canada

Au cours des cinq dernières années, tous les membres de la haute direction de TransAlta ont occupé les principales fonctions ou les postes qu'ils occupent actuellement, à l'exception des personnes qui suivent :

- Avant mai 2014, M. Collins était chef de l'exploitation de Stanwell Corporation Limited (société du secteur de l'électricité) en Australie.
- Avant juillet 2018, M^{me} de Lima était chef de l'administration, avant juillet 2015, elle était chef des ressources humaines de TransAlta et, avant avril 2012, elle était chef des ressources humaines et vice-présidente à la direction, Communications de TransAlta.
- Avant novembre 2018, M. Gellner était chef des finances par intérim et chef de la stratégie et des investissements de la Société. Avant juillet 2018, M. Gellner était chef des investissements de la Société et avant août 2013, il était chef des finances de la Société.
- Avant novembre 2018, M. Dehout était directeur de projets et chef adjoint de la performance et de la transformation du groupe au sein d'Engie SA (services publics).
- Avant juillet 2018, M. Kousinioris était chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de TransAlta. 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 du 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 avril 2017, M. Ward était directeur, Trésorerie et finances.

- 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.
- Avant novembre 2018, M^{me} O'Reilly Wilks était chef des services juridiques, Atlantique Nord et R.-U., au sein de Vale S.A. (entreprise de métaux de base), une des plus grandes sociétés du monde.
- Avant novembre 2018, M^{me} Fedoretz était conseillère juridique au sein du groupe de l'énergie chez Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.

Au 26 février 2019, les administrateurs et les membres de la haute direction de TransAlta, en tant que groupe, avaient la propriété véritable, directement ou indirectement, de moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation ou exerçaient directement ou indirectement une emprise 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 est membre du même groupe qu'eux n'a ni n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération touchant TransAlta au cours des trois derniers exercices clos ou jusqu'à ce jour en 2019 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 2018, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucune des personnes qui ont des liens avec 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 l'exception notée ci-après, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur contrôlant 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, selon le cas :

- 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) après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, 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 en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction;
- iii) dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou 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, au Canada, 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 »). Le

14 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation de 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 le 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.

Faillites personnelles

Aucun des administrateurs, des membres de la haute direction ou des porteurs contrôlants 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 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, membres de la haute direction ou des porteurs contrôlants de TransAlta Corporation, selon le cas :

- 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 amiable avec une autorité en valeurs mobilières, à l'exception d'amendes pour la production tardive de déclarations d'initiés ;
- ii) n'a fait l'objet de quelque autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou une autorité 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 dirigeants 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 haute direction doivent se conformer aux obligations de communication d'information imposées par la LCSA en ce qui concerne les intérêts importants. Si un administrateur déclare un intérêt important, il ne peut voter sur la question 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 de l'assemblée à laquelle 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 qu'elle n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter au point I de la note 33 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* ».

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

La Société de fiducie AST (Canada) 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 AST (Canada) a changé son ancienne dénomination, soit Société de fiducie CST, avec prise d'effet le 20 juillet 2017. 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 est membre du même groupe que la Société canadienne de transfert d'actions Inc., a reçu des autorités fédérales l'autorisation de commencer à exercer ses activités. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver, à Calgary, à Toronto, à Montréal et à Halifax. Les actions de série A, les actions de série B, les actions de série C, les actions de série E et les actions de série G sont transférables à Calgary et à Toronto. Computershare Trust Company, 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 la Société 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.

Nos auditeurs, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., sont indépendants au sens des règles de conduite professionnelle des Comptables professionnels agréés de l'Alberta.

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 dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs de nos titres et les titres pouvant être émis en vertu de plans de rémunération fondés sur des 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 2018 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 la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* ».

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 par le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, l'article 303A des règles de la NYSE et la Rule 10A-3 prise en application de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*. Selon sa charte, le CAR doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants. À l'heure actuelle, le CAR est constitué de cinq membres indépendants, soit Beverlee F. Park (présidente), John P. Dielwart, Alan J. Fohrer, Bryan D. Pinney et Timothy Faithfull. Comme la Société l'a précédemment annoncé, M. Faithfull a informé le conseil qu'il a l'intention de quitter le conseil après l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019 de TransAlta.

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 et M. Pinney agissent à titre d'« experts financiers du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (« loi Sarbanes-Oxley »).

Mandat du comité d'audit et des risques

Le CAR aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant i) à l'intégrité des états financiers et du processus d'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes et de contrôles de la communication de l'information établis par la direction de TransAlta (« direction »); iii) au processus de détermination 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 à la performance de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au CAR d'assurer des voies de communication 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 garantie 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 des pouvoirs résumés dans sa charte, 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 de la Société et de l'auditeur externe.

La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« experts financiers du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que ces personnes utiliseront dans l'exercice de leurs fonctions au sein du CAR. Cette désignation n'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 la détermination et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de l'élaboration et de la mise en œuvre de politiques et de procédures visant à 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 figure à l'annexe A.

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

Le tableau ci-après résume brièvement la formation ou l'expérience de chaque membre du CAR qui est utile 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 pertinente
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.
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 liés aux produits pétroliers et au 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, 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 produits de base 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.

Nom du membre du CAR**Formation et expérience pertinente**

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.

B. Park (présidente)

M^{me} Park a de l'expérience comme membre de la haute direction 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, son dernier poste étant celui de 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.

Bryan D. Pinney

M. Pinney compte plus de 30 années d'expérience dans les domaines de l'audit financier, de l'évaluation et de la prestation de conseils à des sociétés des secteurs de l'énergie et des ressources naturelles. Il est administrateur indépendant de North American Energy Partners Inc. depuis 2015 et administrateur principal de celle-ci depuis le 31 octobre 2017. Il a été membre du conseil d'administration de Deloitte. Il est également membre du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal depuis mai 2009 et en est le président depuis septembre 2014; il a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. M. Pinney est également administrateur indépendant non-membre de la direction de Persta Resources Inc., société pétrolière et gazière cotée en bourse de Hong Kong. Il est comptable agréé depuis décembre 1978, Fellow des Comptables professionnels agréés de l'Alberta depuis janvier 2009 et évaluateur d'entreprises agréé du Canada depuis décembre 1990. M. Pinney a obtenu un baccalauréat ès arts en administration des affaires de l'Université Western Ontario en 1975 et a réussi le programme de perfectionnement des administrateurs offert par l'Institut des administrateurs de sociétés du Canada en 2012.

Autres comités du conseil

En plus du CAR, TransAlta possède deux autres comités permanents : le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable et le comité des ressources humaines. Les membres de ces comités en date du 31 décembre 2018 sont les suivants :

Comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable**Comité des ressources humaines**

Président : John P. Dielwart

Rona Ambrose
Timothy W. Faithfull
Yakout Mansour
Georgia Nelson
Beverlee F. Park

Présidente : Georgia R. Nelson

Rona Ambrose
Alan Fohrer
Yakout Mansour
Bryan D. Pinney

On peut consulter les chartes du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable et du comité des ressources humaines 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 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 2018 et 2017, les honoraires versés au cabinet Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres du même groupe que lui ont été respectivement de 3 303 359 \$ et de 2 799 884 \$, ventilés comme suit :

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

Exercice clos le 31 décembre	2018	2017
Honoraires d'audit	3 022 276 \$	2 708 884 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	166 328	91 000
Honoraires pour services fiscaux	104 255	0
Autres honoraires	10 500	0
Total	3 303 359 \$	2 799 884 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2018 ou en 2017.

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

Honoraires d'audit

Les honoraires d'audit comprennent les honoraires pour les services professionnels fournis dans le cadre de l'audit et l'examen de nos états financiers annuels ou les services fournis dans le cadre de dépôts prévus par la loi et la réglementation ainsi que la fourniture de lettres d'accord présumé liées à des documents sur les valeurs mobilières.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les honoraires pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen de nos états financiers qui ne sont pas compris dans le poste « *Honoraires d'audit* ».

Honoraires pour services fiscaux

Les honoraires pour services fiscaux comprennent les honoraires pour les services d'examen des déclarations de revenus, l'aide relative aux questions portant sur les audits fiscaux et la planification fiscale.

Autres honoraires

Les autres honoraires comprennent les honoraires pour les produits et services fournis par les auditeurs de la Société, sauf les services visés aux postes « *Honoraires d'audit* », « *Honoraires pour services liés à l'audit* » et « *Honoraires pour services fiscaux* ». Ils comprennent les honoraires pour les services de formation fournis par l'auditeur.

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*. 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 ordinaire.

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 menés 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 de l'information et des systèmes de contrôle interne de l'information financière la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés qui ont

un rôle important dans les contrôles internes de la Société est signalée au comité;

- e) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité doit également, avec l'auditeur externe :
 - i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés; et
 - ii) s'assurer qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
- f) Examine trimestriellement avec la haute direction, le chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire (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 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, effectuée 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 secrétaire 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) Amorce des enquêtes concernant les plaintes ou les allégations, au besoin, fait rapport au conseil à ce sujet et s'assure que les mesures qui s'imposent sont prises, s'il y a lieu, pour régler la question;
- 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.

ANNEXE B

GLOSSAIRE

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

accord relatif à l'abandon du charbon – Accord relatif à l'abandon du charbon conclu en date du 24 novembre 2016 entre, notamment, TransAlta et Sa Majesté la Reine du chef de l'Alberta.

accroissement de la puissance nominale – Fait d'accroître la puissance établie d'une centrale ou d'une unité de production d'électricité.

AESO – L'Alberta Electric System Operator.

AEMO – L'Australian Energy Market Operator.

AUC – L'Alberta Utilities Commission.

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 – Type de clause exonérant 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.

CAE – Contrat d'achat d'électricité.

CAE de Renewables – Contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec certaines filiales de TransAlta Renewables qui prévoient l'achat par TransAlta, à prix fixe, de la totalité de l'électricité produite par ces filiales.

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

cycle combiné – Technologie de production d'électricité selon 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, qu'elle le fasse ou non.

émissions atmosphériques – Substances libérées dans l’atmosphère par des activités industrielles. Dans le cas du secteur des centrales à combustible fossile, les émissions atmosphériques 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.

LTPGES – *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (Canada).*

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.

million de pieds cubes de gaz par jour (Mpi³/j) – Mesure de volume de gaz naturel de un million de pieds cubes par jour.

norme STFR – Norme selon le système de tarification fondé sur le rendement.

NO_x – Oxyde d’azote.

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

protocole d’entente – Protocole d’entente conclu entre la Société et le gouvernement de l’Alberta en vue d’une collaboration et d’une coopération aux fins du développement d’un marché de capacité en Alberta devant assurer aux producteurs d’électricité existants et futurs des conditions économiques équitables pour la construction d’installations, l’achat et la vente d’électricité, ainsi qu’aux fins de l’élaboration d’un cadre réglementaire visant à faciliter la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz naturel.

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.

SFIEO – Société financière de l’industrie de l’électricité de l’Ontario.

SIERE – Société indépendante d’exploitation du réseau d’électricité.

SO₂ – Dioxyde de soufre.

TA Cogen – TransAlta Cogeneration LP.

tCO₂e/GWh – Tonne d’équivalents en dioxyde de carbone par gigawattheure.

TSX – Bourse de Toronto.