



**TRANSALTA RENEWABLES INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017**

Le 22 février 2018

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	- 3 -
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	- 3 -
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI.....	- 4 -
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	- 5 -
APERÇU	- 6 -
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	- 8 -
ACTIVITÉS DE TRANSALTA RENEWABLES	- 11 -
FACTEURS DE RISQUE	- 32 -
QUESTIONS LIÉES AU PERSONNEL ET À LA GOUVERNANCE	- 46 -
STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS	- 52 -
NOTATIONS.....	- 53 -
DIVIDENDES	- 54 -
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	- 55 -
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	- 56 -
RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS AU SUJET DES ADMINISTRATEURS ET DES MEMBRES DE LA DIRECTION.....	- 58 -
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	- 61 -
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	- 61 -
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	- 61 -
CONTRATS IMPORTANTS.....	- 62 -
CONFLITS D'INTÉRÊTS	- 63 -
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	- 63 -
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	- 63 -
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	- 63 -
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	- 63 -
COMITÉ D'AUDIT	- 64 -
ANNEXE A – CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT.....	A-1
ANNEXE B – GLOSSAIRE	B-1

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (« notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2017 ou pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Sauf incompatibilité avec le contexte, toutes les mentions de la « Société » et de « TransAlta Renewables », de même que du mot « nous » et de ses dérivés, renvoient dans les présentes à TransAlta Renewables Inc. et à ses filiales sur une base consolidée et, lorsqu'elles sont utilisées relativement à de l'information antérieure au 9 août 2013, ces mentions renvoient à TransAlta Corporation et à ses filiales sur une base consolidée pour autant que ces mentions se rapportent aux actifs initiaux (au sens défini dans les présentes) qui ont été acquis par TransAlta Renewables le 9 août 2013. Les termes clés non définis dans le corps de la présente notice annuelle ont le sens qui leur est attribué à l'annexe B des présentes. Les mentions de « TransAlta » dans les présentes renvoient à TransAlta Corporation et à ses filiales, sauf la Société. Dans la présente notice annuelle, le symbole « \$ » ou les mentions de « dollars » désignent des dollars canadiens et tous les montants d'argent mentionnés dans la présente notice annuelle sont exprimés en dollars canadiens, à moins de mention contraire. TransAlta Renewables établit ses états financiers conformément aux normes internationales d'information financière édictées par l'International Accounting Standards Board (« IFRS »).

REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés figurant dans la présente notice annuelle et dans les documents intégrés par renvoi dans celle-ci constituent des énoncés prospectifs, lesquels se rapportent à des événements futurs ou au rendement futur de la Société. Tous les énoncés, sauf ceux qui concernent des faits historiques, constituent des énoncés prospectifs. On reconnaît les énoncés prospectifs à l'emploi de termes comme « prévoir », « projeter », « envisager », « continuer », « estimer », « s'attendre », « avoir l'intention », « proposer », « planifier », « croire », « poursuivre », « éventuel », « en mesure de » et d'autres termes similaires ou du futur ou du conditionnel. Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements réels diffèrent considérablement de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs. Rien ne garantit que ces attentes se réaliseront, de sorte qu'il ne faudrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle, qui sont valables uniquement à la date de celle-ci. De plus, la présente notice annuelle peut contenir des énoncés prospectifs attribués à des sources tierces du secteur.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle contient des énoncés prospectifs se rapportant à ce qui suit : les attentes et les plans en matière de croissance future, y compris l'entrée sur des marchés existants et sur de nouveaux marchés et l'ajout d'autres formes de production d'électricité, ainsi que les opérations d'acquisition; le besoin de capitaux additionnels, ainsi que la provenance et la disponibilité prévues de ceux-ci; la disponibilité de liquidités suffisantes aux fins de la croissance future; l'acquisition de deux projets éoliens, y compris le coût total de cette acquisition et les dates de mise en production commerciale; le ratio de dividendes/bénéfices et le versement de dividendes aux actionnaires; les attentes de la Société relatives à la fluctuation du change et des taux d'intérêt; les attentes de la Société au sujet des coûts de remboursement des frais d'administration futurs; les modifications apportées aux régimes réglementaires dans les territoires où la Société exerce des activités ou entend le faire, y compris le passage à un marché de capacité en Alberta et la mise en œuvre du Plan de leadership sur le climat (*Climate Leadership Plan*) de l'Alberta; les attentes de la Société relatives à la capacité de TransAlta d'exploiter les actifs renouvelables de la Société efficacement; les attentes relatives à la croissance de la demande d'électricité au Canada, en Australie et aux États-Unis; la possibilité de transfert à la Société d'actifs détenus par TransAlta; les attentes de la Société relatives aux occasions de regroupement éventuel dans le secteur; les attentes relatives à l'incidence de la réglementation, des incitatifs et des régimes fiscaux gouvernementaux sur les produits des activités ordinaires, les charges et les dividendes en espèces de la Société; les attentes relatives à la compétitivité des coûts de l'énergie renouvelable par rapport à d'autres modes de production d'électricité; les attentes en matière de durée de vie utile des actifs en exploitation; les attentes en matière de fermeture de centrales énergétiques vieillissantes et de développement, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales d'énergie renouvelable, y compris la participation de TransAlta à des occasions d'approvisionnement pour la Société; les attentes de la direction de la Société relatives à la quantité annuelle moyenne à long terme d'électricité produite par les centrales de la Société; les attentes relatives à la détention continue d'actions ordinaires par TransAlta, à la déclaration de dividendes par le conseil et au montant de ceux-ci; le rendement financier et la rentabilité prévus qui sont associés aux actifs australiens (au sens défini ci-dessous), dont dépend en partie la valeur des actions ordinaires; les attentes relatives à l'échéancier et aux coûts associés aux projets en construction, y compris les coûts reliés à l'agrandissement du parc éolien de Kent Hills 3; les plans relatifs à la construction et à la mise en service de l'agrandissement du parc éolien de Kent Hills, y compris la date de sa mise en service; les attentes relatives aux avantages futurs qui sont associés à la propriété des actions privilégiées reflét australiennes; et les attentes relatives à la capacité de TA Energy Inc. de payer des dividendes sur les actions privilégiées reflét australiennes.

Relativement aux énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle et dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, des hypothèses ont été formulées, notamment, en ce qui concerne les questions suivantes : les coûts et la disponibilité des matériaux utilisés pour la construction de centrales d'énergie renouvelable dans les territoires où la Société exerce ses activités ou entend le faire demeureront conformes à tous les égards importants au cadre actuel en matière de coût et de disponibilité de ces matériaux; la production provenant des centrales en exploitation de la Société sera conforme à tous les égards importants aux attentes de la Société; aucune modification importante ne sera apportée à la législation existante, y compris le cadre réglementaire régissant les questions de production, de transport et de distribution d'électricité, l'imposition des producteurs d'énergie renouvelable, les programmes d'incitatifs visant l'énergie renouvelable ou les questions environnementales, qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le secteur de l'énergie renouvelable dans son ensemble ou sur les tarifs et les incitatifs applicables dans un territoire où la Société exerce ou exercera ses activités; il n'y aura aucun manquement important de la part des contreparties aux conventions conclues avec la Société et ces conventions ne seront pas résiliées avant leur expiration prévue; TransAlta sera en mesure d'obtenir du personnel compétent et de l'équipement en temps opportun et de manière rentable afin de fournir des services à la Société conformément aux modalités de la convention de services de gestion et d'exploitation; TransAlta présentera à la Société, de temps à autre, des occasions d'acquisition ou de croissance en vue de faciliter la croissance de la Société; la Société continuera d'avoir accès aux ressources en gaz naturel et aux ressources éoliennes et hydrauliques en quantités conformes aux attentes de la Société et requises pour honorer les obligations de la Société aux termes de ses CAÉ; la conjoncture économique et sectorielle dans les territoires où la Société exerce ou exercera ses activités demeurera stable par rapport à la conjoncture générale et sectorielle actuelle; les coûts d'exploitation et d'entretien de la Société seront conformes à tous les égards importants aux montants prévus dans le budget de la Société; et les services de gestion et de soutien offerts à la Société par TransAlta seront maintenus.

Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs. Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des prix; les cadres réglementaires et politiques dans les territoires où la Société exerce son activité, y compris les modifications apportées aux lois fiscales; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés aux centrales de la Société, notamment les interruptions de service imprévues à ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques; les interruptions des sources d'approvisionnement en eau ou en vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les catastrophes naturelles; les différends avec des tiers, y compris le différend avec Fortescue Metals Group Limited relativement à l'exploitation commerciale à South Hedland; les cyberattaques; les pannes de matériel et la capacité de la Société d'effectuer ou de faire faire les réparations à un coût peu élevé 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; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; les garanties d'assurance; la provision de la Société au titre de l'impôt sur le revenu; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les délais de construction et de mise en service du projet du parc éolien Kent Hills 3. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans les documents intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle, y compris notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (« rapport de gestion annuel »).

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

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

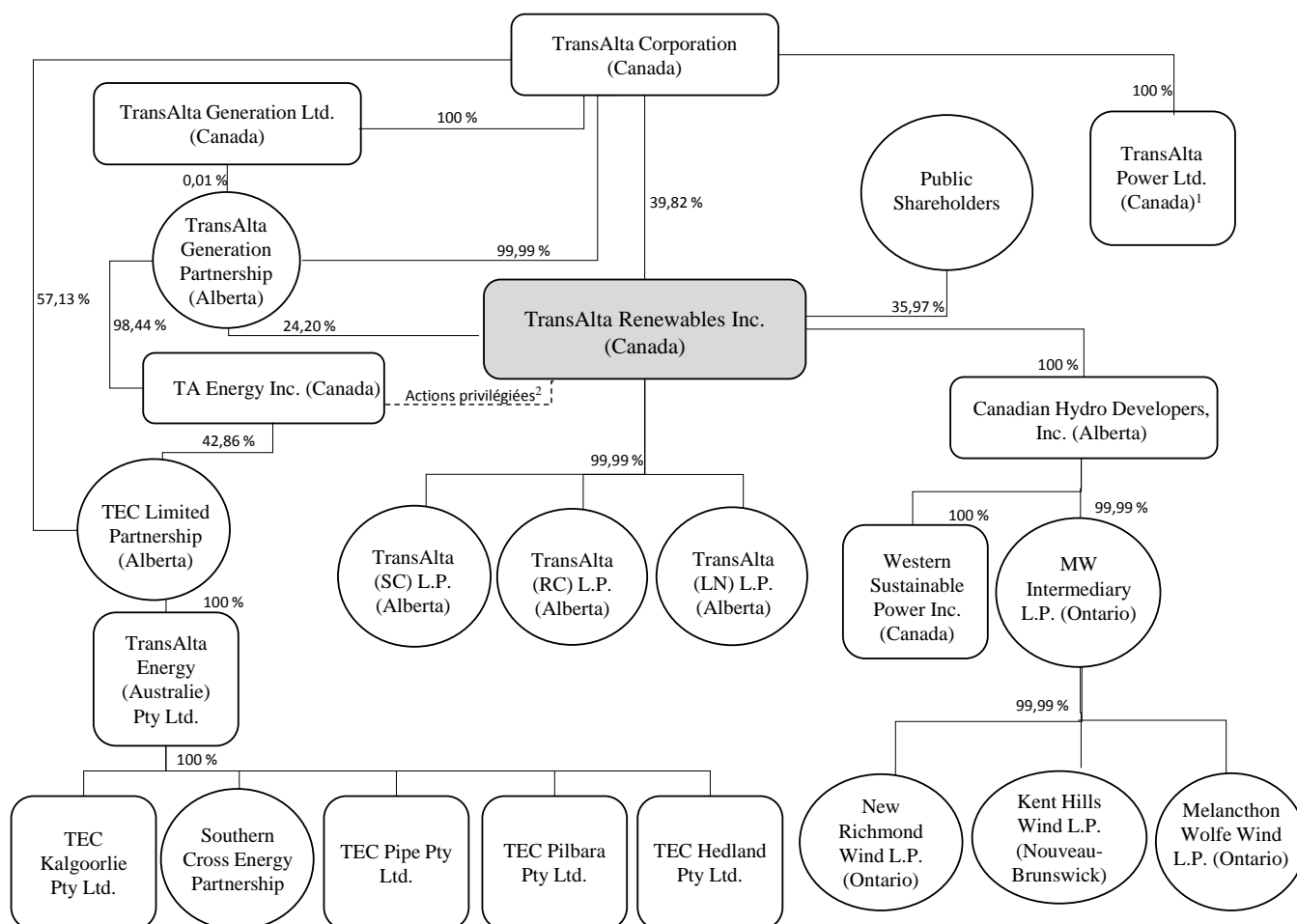
Les états financiers consolidés audités de TransAlta Renewables pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et le rapport de gestion connexe sont par les présentes expressément intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle. Ces documents sont accessibles sur le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR »), au www.sedar.com, sous le profil SEDAR de TransAlta Renewables.

STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

Dénomination et constitution

TransAlta Renewables a été constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA ») le 28 mai 2013 sous la dénomination 8532290 Canada Ltd. Le 18 juin 2013, la Société a modifié ses statuts et changé sa dénomination pour celle de TransAlta Renewables Inc. Le bureau de direction et siège social de la Société est situé au 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 0G7.

À la date de la présente notice annuelle, les principales filiales et les principaux actionnaires de TransAlta Renewables ainsi que leurs territoires respectifs de constitution sont indiqués ci-après. Le total des pourcentages n'est pas toujours exact, car certaines filiales ont été omises.



Notes :

- 1) TransAlta Power Ltd. (« TransAlta Power ») est une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TransAlta Power a émis des actions privilégiées à Western Sustainable Power Inc., filiale en propriété exclusive de TransAlta Renewables Inc., pour faciliter l'acquisition par TransAlta Renewables d'une participation financière dans le parc éolien du Wyoming auprès de TransAlta Corporation.
- 2) TA Energy Inc. (« TA Energy ») est une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TA Energy a émis des actions privilégiées le 7 mai 2015 pour faciliter l'acquisition par TransAlta Renewables d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens de TransAlta. Pour de plus amples renseignements sur le placement, voir les rubriques « Développement général de l'activité – 2015 – Placement dans le portefeuille australien occidental de TransAlta et augmentation du dividende » et « Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens » de la présente notice annuelle.

APERÇU

TransAlta Renewables est l'un des principaux producteurs d'énergie éolienne du Canada et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada. Notre base d'actifs est diversifiée sur les plans de la géographie, de la production et des contreparties et se compose de participations dans 18 centrales éoliennes, 13 centrales hydroélectriques, 7 installations de production au gaz naturel et 1 gazoduc, représentant une capacité de production nette de 2 316 MW située dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick, l'État du Wyoming et l'État d'Australie-Occidentale. Elle comprend nos participations financières dans le parc éolien du Wyoming de 144 MW et les actifs australiens, qui comprennent 450 MW. Le nombre moyen d'années d'exploitation pondéré en fonction de la puissance de nos actifs s'établit à 13,2 ans, y compris les actifs dans lesquels nous détenons une participation financière.

La Société a été constituée afin de détenir un portefeuille de centrales de production d'énergie. Nous avons pour objectifs i) de procurer des rendements stables et constants à l'intention des investisseurs grâce à la propriété d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production au gaz naturel et d'autres actifs d'infrastructure et à des participations dans de tels actifs qui sont visés par de nombreux contrats et procurent des flux de trésorerie stables principalement aux termes de contrats à long terme conclus avec des contreparties solides; ii) de rechercher et de tirer parti des occasions stratégiques de croissance dans les secteurs de la production d'énergie renouvelable et de la production au gaz naturel et d'autres secteurs en matière d'infrastructures; iii) de maintenir une diversification sur les plans de la géographie, de la production et des contreparties; et iv) de verser annuellement de 80 % à 85 % des liquidités disponibles à des fins de distribution aux actionnaires de la Société.

La production de nos actifs est vendue aux termes de CAÉ à long terme conclus avec des contreparties solides, notamment des autorités publiques de distribution d'électricité, des sociétés de services publics responsables de l'approvisionnement, des clients industriels et TransAlta. Aux termes des CAÉ conclus avec TransAlta, cette dernière a l'obligation d'acheter, à un prix fixe, toute l'électricité produite par ces centrales. En plus des contrats de vente d'électricité conclus, des contrats à long et à court terme ont été conclus pour la vente des caractéristiques environnementales de certaines de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Ventes d'électricité, subventions et incitatifs* ».

Carte des exploitations de TransAlta Renewables

La carte suivante présente l'emplacement de nos centrales en date du 31 décembre 2017 et comprend les actifs dans lesquels nous détenons une participation financière.



DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

TransAlta Renewables a été créée le 28 mai 2013. Le 9 août 2013, dans le cadre de la clôture du premier appel public à l'épargne de 200 M\$ visant nos actions ordinaires, nous avons acquis un total de 28 centrales éoliennes et hydroélectriques auprès de TransAlta pour une contrepartie totale d'environ 1,7 G\$. Les principaux événements et facteurs influant sur notre activité sont les suivants :

2018

Acquisition de deux projets éoliens américains

Le 17 février 2018, nous avons conclu un arrangement en vue de faire l'acquisition de deux projets prêts pour construction dans le nord-est des États-Unis. Les projets de développement éolien sont les suivants : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie, assorti d'un CAÉ d'une durée de 15 ans, et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire, assorti de deux CAÉ d'une durée de 20 ans. Les trois cocontractants ont des notes de crédit attribuées par S&P de A+ ou mieux. Le coût total des deux projets est estimé à 240 M\$ US, dont environ 70 % sera financé en 2018 et le reste, en 2019. La date de mise en production commerciale de ces projets devrait tomber au cours du deuxième trimestre de 2019. Nous financerons les coûts d'acquisition et de construction en recourant aux liquidités dont nous disposons actuellement et à du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2017

Modifications du conseil d'administration et de la direction

Le 2 novembre 2017, nous avons annoncé la nomination de M. John Kousinioris en qualité de président et de membre du conseil d'administration. M. Kousinioris est le chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de TransAlta et il assumera le rôle de président de TransAlta Renewables en plus de ses tâches chez TransAlta. M. Gellner continuera de siéger au conseil d'administration de TransAlta Renewables et demeurera chef des placements de TransAlta. M. Kousinioris remplace M. Aron Willis à notre conseil d'administration. M. Willis continuera d'assumer son rôle de vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable chez TransAlta Renewables et chez TransAlta.

Financement du projet d'actifs éoliens au Nouveau-Brunswick

Le 2 octobre 2017, nous avons réalisé un placement d'obligations d'un capital de 260 M\$ pour le compte de notre filiale en propriété majoritaire indirecte, Kent Hills Wind LP, garanti par une charge de premier rang sur tous les actifs de Kent Hills Wind LP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 4,454 %, payables trimestriellement et venant à échéance le 30 novembre 2033. Le produit net servira à financer une partie des coûts de construction dans le cadre des travaux d'agrandissement du parc éolien Kent Hills de 17,25 MW (après la réussite de certains essais d'achèvement et le respect d'autres conditions établies) et servira aussi à consentir des avances à Canadian Hydro Developers, Inc. (« CHD ») et à un membre du groupe de Natural Forces Technologies Inc., partenaire de la Société qui détient environ 17 % de Kent Hills Wind LP. Le produit des avances consenties à CHD a été utilisé pour rembourser la totalité des débetures en circulation de CHD.

État des activités commerciales à la centrale électrique de South Hedland

Le 1^{er} août 2017, FMG a informé TransAlta et la Société que, à son avis, la centrale électrique de South Hedland n'avait pas encore satisfait aux critères de rendement commercial prévus dans le CAÉ visant la centrale South Hedland conclu entre FMG et TransAlta. À notre avis, toutes les conditions nécessaires au lancement d'une exploitation commerciale ont été entièrement satisfaites selon les modalités du CAÉ visant la centrale South Hedland. L'entreprise locale de services publics et preneur de la majorité de l'énergie produite à l'installation, Horizon Power, a confirmé et n'a pas contesté l'exploitation commerciale. Le 13 novembre 2017, FMG a émis un avis prétendant résilier le CAÉ visant la centrale South Hedland. TransAlta est d'avis que la prétendue résiliation est invalide et, par conséquent, elle prendra toutes les mesures nécessaires pour protéger notre participation dans l'installation et pour faire en sorte que tous les flux de trésorerie prévus au CAÉ visant la centrale South Hedland soient réalisés.

Rachat par FMG de la centrale électrique Solomon

Le 1^{er} août 2017, TransAlta a reçu un avis portant sur l'intention de FMG de racheter la centrale électrique Solomon de TEC Pipe Pty Ltd, une filiale en propriété exclusive de TransAlta, pour un montant d'environ 335 M\$ US. Nous avons une participation financière dans les flux de trésorerie générés par la centrale électrique Solomon. FMG a réalisé son acquisition de la centrale électrique Solomon le 1^{er} novembre 2017 et TEC Pipe Pty Ltd. a reçu environ 325 M\$ US à titre de contrepartie. FMG a retenu le solde du prix d'achat. TransAlta est d'avis que ce montant ne devrait pas être retenu et TransAlta a pris des mesures pour recouvrer la totalité ou une partie importante de cette somme auprès de FMG.

Conversion des actions de catégorie B et augmentation du taux de dividende

Avec prise d'effet le 1^{er} août 2017, les 26,1 millions d'actions de catégorie B du capital de TransAlta Renewables et détenues par TransAlta ont été converties en 26,4 millions d'actions ordinaires. La participation avec droit de vote de TransAlta dans le capital de TransAlta Renewables est demeurée à 64 % après la conversion. Par suite de la mise en service de la centrale électrique South Hedland, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende de 0,06 \$ par action ordinaire ou environ 7 %.

Mise en service de la centrale électrique South Hedland

Le 28 juillet 2017, nous avons annoncé que l'exploitation commerciale de la centrale électrique South Hedland, située dans la région de Pilbara en Australie-Occidentale, avait commencé. La centrale électrique alimentée au gaz naturel à cycle combiné de 150 MW est l'une des centrales électriques les plus puissantes d'Australie-Occidentale, fournissant de l'électricité à faible coût et générant de faibles émissions de gaz à effet de serre.

2016

Changements apportés au conseil d'administration

Au quatrième trimestre de 2016, M. Aron Willis a été nommé membre du conseil d'administration. Sa nomination visait à combler la vacance créée par la retraite de M^{me} Cynthia Johnston. M^{me} Johnston était membre du conseil d'administration depuis 2013. M. Willis a également été nommé vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable de la Société avec prise d'effet le 1^{er} février 2017. Le 2 novembre 2017, M. Willis a été remplacé au conseil d'administration par M. Kousinioris, mais il continue à assumer son rôle de vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable pour la Société.

Clôture d'un financement de projet de 159 M\$

Le 3 juin 2016, notre filiale en propriété exclusive indirecte New Richmond Wind LP (« NR Wind ») a clôturé un placement d'obligations d'environ 159 M\$ qui est garanti par une charge de premier rang grevant tous les actifs de NR Wind. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission à un taux de 3,963 %, les intérêts étant payables semestriellement, et elles viennent à échéance le 30 juin 2032. Le produit net du financement a été affecté au remboursement de la dette et au financement de la construction de notre centrale électrique de South Hedland en Australie.

Acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute

Le 6 janvier 2016, nous avons acquis une participation financière dans les actifs canadiens appartenant à TransAlta d'une valeur combinée de 540 M\$ d'après les bénéfices distribuables nets sous-jacents des entités à qui appartiennent les actifs canadiens. Les actifs canadiens, constitués de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute de TransAlta, sont des actifs de production d'énergie d'environ 611 MW visés en très grande partie par des contrats et situés en Ontario et au Québec.

Outre la contrepartie en espèces de 172,5 M\$ versée à TransAlta, nous avons émis à TransAlta 15 640 583 actions ordinaires d'une valeur de 152,5 M\$ ainsi qu'une débenture convertible d'un capital de 215 M\$. La débenture convertible a été rachetée le 9 novembre 2017. Afin de financer la contrepartie en espèces, nous avons mené à bien un placement public visant un total de 17 692 750 reçus de souscription au prix de 9,75 \$ le reçu de souscription. À la clôture, les porteurs des 17 692 750 reçus de souscription ont reçu une action ordinaire par reçu de souscription détenu. Après la clôture du placement dans les actifs canadiens, TransAlta détenait, directement et indirectement, environ 64 % de nos actions comportant droit de vote en circulation.

Parallèlement à la clôture du placement dans les actifs canadiens, le conseil a déclaré une augmentation du dividende de 5 % (soit une augmentation du dividende annualisé de 0,04 \$ par action ordinaire) avec prise d'effet le 29 février 2016 à l'intention des porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} février 2016, donnant lieu à un dividende en espèces de 0,07333 \$ par action ordinaire payable le 29 février 2016 et portant le dividende annualisé à 0,88 \$ par action ordinaire.

Le 30 novembre 2016, notre participation financière dans les actifs canadiens a été remplacée par la propriété directe des entités propriétaires des actifs canadiens et, dans le cadre de l'opération, la participation financière dans les actifs canadiens a été annulée. L'annulation de la participation financière et l'acquisition de la propriété directe des actifs canadiens étaient visées par une entente de compensation et n'ont entraîné de ce fait aucun paiement au comptant.

2015

Placement d'AIMCo dans la Société

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

Financement du projet d'actifs éoliens en Ontario

Le 1^{er} octobre 2015, nous avons réalisé un placement d'obligations d'un capital de 442 M\$ pour le compte de notre filiale en propriété exclusive indirecte, Melancthon Wolfe Wind LP, garanties par une sûreté de premier rang sur tous les actifs de cette filiale en propriété exclusive indirecte. Les obligations portent intérêt au taux fixe annuel de 3,834 %, les intérêts étant payables semestriellement, et viennent à échéance le 31 décembre 2028. Le produit a été utilisé aux fins d'avances accordées à CHD sur une base subordonnée aux termes d'une convention de prêts intersociétés et à d'autres fins générales de l'entreprise.

Nominations au sein de l'équipe de haute direction

Au cours du troisième trimestre de 2015, M. Donald Tremblay a été nommé chef des finances. M. Tremblay est également chef des finances de TransAlta et est responsable de l'ensemble des politiques financières, de la planification financière et de l'information financière, de la fiscalité, de la trésorerie, de la gestion des risques, de l'audit interne et des relations avec les investisseurs.

Placement dans le portefeuille australien occidental de TransAlta et augmentation du dividende

Le 7 mai 2015, la Société a annoncé la clôture de son placement sous forme de participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens, comprenant une capacité de production de 575 MW provenant de sept actifs en exploitation d'une valeur combinée d'environ 1,78 G\$. Afin de financer la partie en espèces du placement, nous avons émis au total 17 858 423 reçus de souscription au prix de 12,65 \$ le reçu de souscription; à la clôture du placement, chaque porteur de reçus de souscription a reçu une action ordinaire. TransAlta a reçu un produit en espèces net de 216,9 M\$, ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 M\$ sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B. Parallèlement à la clôture du placement dans les actifs australiens, le conseil a déclaré une augmentation du dividende de 9 % (soit une augmentation du dividende annualisé de 0,07008 \$ par action ordinaire). Le 1^{er} août 2017, les actions de catégorie B ont été converties en actions ordinaires du capital de TransAlta Renewables. Le 1^{er} novembre 2017, FMG a racheté la centrale électrique Solomon d'une capacité de 125 MW. Les actifs australiens totalisent maintenant 450 MW provenant de six actifs en exploitation.

Refinancement de la dette du projet Pingston

Le 11 février 2015, la Société et son partenaire ont émis des obligations garanties par leur centrale Pingston détenue en copropriété. Notre part du produit brut s'élevait à 45 M\$. Les obligations portent intérêt au taux fixe annuel de 2,95 %, payable semestriellement sans remboursement de capital avant l'échéance en mai 2023. Le produit a été utilisé pour rembourser une débenture garantie de 35 M\$ portant intérêt au taux de 5,28 %. Le produit, déduction faite des frais d'opération, a été affecté aux fins générales de l'entreprise.

ACTIVITÉS DE TRANSALTA RENEWABLES

Nos secteurs Énergie éolienne, Hydroélectricité et Gaz au Canada sont chargés de l'exploitation et de la maintenance des centrales de production d'électricité. Tous les secteurs sont soutenus par un secteur Siège social. La Société a conclu une convention de services de gestion et d'exploitation avec TransAlta en vertu de laquelle TransAlta fournit la totalité des services de gestion, administratifs et opérationnels à la Société. Étant donné que nous possédons une participation financière et non pas de propriété directe dans les actifs australiens et dans le parc éolien du Wyoming, les résultats d'exploitation de ces actifs ne sont pas consolidés dans nos états financiers et ne forment pas un secteur. Plutôt, nous tirons un produit financier sur les investissements sous-jacents qui est inclus dans notre résultat net consolidé.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur aux produits des activités ordinaires (exception faite de la participation financière dans les actifs australiens et le parc éolien du Wyoming) :

	<u>Produits des activités ordinaires de 2017</u>	<u>Produits des activités ordinaires de 2016</u>
Énergie éolienne au Canada	52 %	82 %
Hydroélectricité au Canada	6 %	10 %
Gaz au Canada	42 %	8 %
Siège social	0 %	0 %

Les produits financiers tirés du parc éolien du Wyoming et des actifs australiens, même s'ils ne sont pas indiqués dans le tableau ci-dessus, ont représenté collectivement environ 31 % et 59 % du total des produits des activités ordinaires comparables pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, respectivement. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les résultats et actifs par secteur, voir notre rapport annuel et la Note 28 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, ces états financiers étant intégrés par renvoi dans les présentes. Voir « *Documents intégrés par renvoi* » dans la présente notice annuelle.

Base de l'actif

Nos installations de production se composent de 17 centrales éoliennes et de 13 centrales hydroélectriques situées dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick ainsi que d'une centrale au gaz située dans la province d'Ontario. Nous détenons également une participation financière dans une centrale éolienne dans l'État du Wyoming et une participation financière dans un portefeuille d'actifs en Australie. Les renseignements qui suivent présentent sommairement nos centrales éoliennes, nos centrales hydroélectriques et nos centrales au gaz naturel, ainsi que nos infrastructures.

Centrales éoliennes canadiennes

Nous sommes propriétaires d'une capacité de production d'énergie éolienne nette d'environ 1 104 MW répartie entre 17 parcs éoliens, soit 10 en Alberta, 3 en Ontario, 2 au Québec et 2 au Nouveau-Brunswick. Nous travaillons également à l'agrandissement de 17,25 MW de Kent Hills, dont l'exploitation commerciale devrait commencer le 31 octobre 2018. Tous les projets éoliens sont gérés par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, sont situés sur des terrains appartenant à des parties non liées et sont visés par des baux à long terme. Voir « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de services de gestion et d'exploitation* ». Toutes les centrales sont également visées par des contrats de service à long terme conclus avec TransAlta ou des tiers indépendants venant à échéance à différents moments. Nous prévoyons qu'au moment de leur échéance, ces contrats existants seront renouvelés ou des contrats de remplacement seront conclus soit avec TransAlta, soit avec d'autres tiers indépendants, pourvu que les conditions commerciales y afférentes soient raisonnables.

En plus de conclure des contrats de vente d'électricité, nous passons des contrats à long et à court terme en vue de vendre les caractéristiques environnementales de nos centrales éoliennes. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, autres que les CAÉ de TransAlta, les avantages tirés des caractéristiques environnementales sont transmis à la contrepartie. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Ventes d'électricité, subventions et incitatifs* ».

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre division éolienne canadienne, à l'exception de l'électricité produite dans les centrales de Macleod Flats et de New Richmond, provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo (« ÉcoLogo »). Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

Le tableau ci-dessous présente nos centrales éoliennes :

Nom de la centrale ^{1,2}	Province/ État	Propriété (%)	Puissance détenue nette (MW) ³	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Ardenville	AB	100	69	2010	TransAlta	2033
Blue Trail.....	AB	100	66	2009	TransAlta	2033
Castle River	AB	100	44	1997, 2001	TransAlta	2027
Cowley North	AB	100	20	2001	TransAlta	2031
Macleod Flats	AB	100	3	2005	TransAlta	2033
McBride Lake.....	AB	50	38	2004	ENMAX	2024
Sinnott.....	AB	100	7	2001	TransAlta	2031
Soderglen.....	AB	50	35	2006	TransAlta	2033
Summerview 1.....	AB	100	70	2004	TransAlta	2033
Summerview 2.....	AB	100	66	2010	TransAlta	2033
Melancthon 1	ON	100	68	2006	OEO	2026
Melancthon 2	ON	100	132	2008	OEO	2028
Wolfe Island	ON	100	198	2009	OEO	2029
Le Nordais	QC	100	98	1999	Hydro-Québec	2028
New Richmond.....	QC	100	68	2013	Hydro-Québec	2033
Kent Hills 1	NB	83	80	2008	Énergie NB	2035
Kent Hills 2	NB	83	45	2010	Énergie NB	2035
Puissance éolienne nette totale			1 104			

Notes :

- 1) Ne comprend pas le parc éolien du Wyoming, dans lequel nous détenons une participation financière. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans le parc éolien du Wyoming* ».
- 2) Ne comprend pas l'agrandissement de 17,25 MW de Kent Hills qui est en cours de construction.
- 3) Les MW représentent des quantités nettes et sont arrondis au nombre entier le plus près; le total des colonnes peut ne pas être exact.

Ardenville

La centrale éolienne d'Ardenville de 69 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 23 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située à environ 8 kilomètres au sud de Fort Macleod, en Alberta. Elle est adjacente à la centrale éolienne de Macleod Flats de la Société. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2010. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ conclu avec TransAlta (« CAÉ de TransAlta ») qui vient à échéance en 2033. Le parc éolien d'Ardenville génère des crédits compensatoires de carbone aux termes du SGER (au sens attribué à ce terme ci-après) jusqu'en novembre 2018, avec possibilité de prolongement de cinq ans, et donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en 2020.

Blue Trail

La centrale éolienne de Blue Trail de 66 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située dans le sud de l'Alberta à proximité de Fort Macleod. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2009. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033. Le parc éolien de Blue Trail génère des crédits compensatoires de carbone aux termes du SGER jusqu'en septembre 2022 et donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en 2019.

Castle River

La centrale éolienne de Castle River de 44 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 66 éoliennes Vestas (3 éoliennes Vestas V44 de 600 kW et 63 éoliennes Vestas V47 de 660 kW) montées sur des tours de 50 mètres et est située au sud-ouest de Pincher Creek, en Alberta. Cette centrale comprend aussi six autres éoliennes, totalisant 4 MW, situées séparément dans le comté de Cardston et la région de Hillspring, dans le sud-ouest de l'Alberta.

Cette centrale a commencé ses activités commerciales par phases de novembre 1997 à juillet 2001. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2027.

Cowley North

La centrale éolienne de Cowley North de 20 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 15 éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située à proximité des villes de Cowley et de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2031.

Macleod Flats

La centrale éolienne de Macleod Flats de 3 MW est une centrale détenue en propriété exclusive constituée d'une seule éolienne Vestas V90 de 3,0 MW montée sur une tour de 67 mètres et située au sud de Fort Macleod, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en janvier 2005. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033.

McBride Lake

La centrale éolienne de McBride Lake de 75 MW, détenue à parts égales avec ENMAX Generation Portfolio Inc., est composée de 114 éoliennes Vestas V47 (660 kW) montées sur des tours de 50 mètres et est située au sud de Fort Macleod, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en avril 2004. Sa production est vendue aux termes du CAÉ de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corp. venant à échéance en 2024.

Sinnott

La centrale éolienne de Sinnott de 7 MW est une centrale détenue en propriété exclusive composée de cinq éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située directement à l'est de la centrale éolienne de Cowley North et au nord de Pincher Creek, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2031.

Soderglen

La centrale éolienne de Soderglen de 71 MW, détenue à parts égales avec Nexen Energy ULC., est composée de 47 éoliennes GE SLE de 1,5 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située au sud-ouest de Fort Macleod. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2006. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033 (qui exclut la partie de la production appartenant à Nexen Energy ULC).

Summerview

Summerview 1

La centrale éolienne de Summerview 1 de 70 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 39 éoliennes Vestas V80 de 1,8 MW montées sur des tours de 67 mètres et est située à environ 15 kilomètres au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2004. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033.

Summerview 2

La centrale éolienne de Summerview 2 de 66 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres et est également située au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en février 2010. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033. L'agrandissement du parc éolien de Summerview 2 génère des crédits compensatoires de carbone aux termes du SGER jusqu'en novembre 2022 et donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en 2020.

Melancthon

Melancthon 1

La centrale éolienne de Melancthon 1 de 68 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 45 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mars 2006. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2026.

Melancthon 2

La centrale éolienne de Melancthon 2 de 132 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 88 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située à proximité de Melancthon 1 dans les cantons de Melancthon et d'Amaranth, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2008. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2028. Melancthon 2 donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'au 30 novembre 2018.

Wolfe Island

La centrale éolienne de Wolfe Island de 198 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 86 éoliennes Siemens SWT 93 de 2,3 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située dans l'île de Wolfe, près de Kingston, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en juin 2009. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2029. La centrale de Wolfe Island donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en 2019.

Le Nordais

La centrale éolienne Le Nordais de 98 MW est située à deux emplacements : celui de Cap-Chat, d'une puissance installée de 55,5 MW, comprenant 74 éoliennes NEG-Micon de 750 kW montées sur des tours de 55 mètres; et celui de Matane, d'une puissance installée de 42 MW, comprenant 56 éoliennes NEG-Micon de 750 kW montées sur des tours de 55 mètres. La centrale Le Nordais est située dans la péninsule gaspésienne québécoise. Elle a commencé ses activités commerciales en 1999. La production de cette centrale est vendue à Hydro-Québec. Le 6 janvier 2016, la Société a acquis une participation financière fondée en partie sur les bénéfices distribuables de la centrale Le Nordais et, par la suite, le 30 novembre 2016, elle a acquis la propriété directe de la centrale Le Nordais. Voir « *Développement général de l'activité – 2016 – Acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute* ».

New Richmond

La centrale éolienne de New Richmond de 68 MW est une centrale détenue en propriété exclusive composée de 27 éoliennes Enercon E82 de 2,0 MW et de 6 éoliennes Enercon E82 de 2,3 MW montées sur des tours de 100 mètres et est située à New Richmond, au Québec. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mars 2013. Sa production est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans signé avec Hydro-Québec Distribution venant à échéance en 2033.

Kent Hills

Kent Hills 1

La centrale éolienne de Kent Hills 1 de 96 MW, dans laquelle la Société détient une participation de 83 %, est composée de 32 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 2008. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne établi dans le Canada atlantique, a été le partenaire de TransAlta pour la mise en valeur conjointe de ce projet et a exercé son option lui permettant de faire l'acquisition d'une participation de 17 % dans le projet de Kent Hills 1 en mai 2009. La production qui en est tirée est vendue aux termes d'un CAÉ de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick venant à échéance en 2033. Le 1^{er} juin 2017, nous avons prolongé la durée du CAÉ de deux ans, soit jusqu'en 2035. Kent Hills 1 donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'au 31 décembre 2018.

Kent Hills 2

L'agrandissement de la centrale éolienne de Kent Hills 2 de 54 MW, dans laquelle la Société détient une participation de 83 %, est composé de 18 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres. Natural Forces Technologies Inc. détient la participation restante de 17 %. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2010. Sa production est vendue aux termes d'un CAÉ de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick venant à échéance en 2035. Kent Hills 2 donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en 2020.

Kent Hills 3

Le 1^{er} juin 2017, nous avons signé un CAÉ avec Énergie Nouveau-Brunswick en vue de l'agrandissement du parc éolien Kent Hills. L'agrandissement aboutira à l'unité Kent Hills 3, dont l'exploitation commerciale devrait commencer le 31 octobre 2018, et ajoutera cinq turbines de 3,45 MW au parc Kent Hills, soit 17,25 MW supplémentaires au site. Le CAÉ prend fin en 2035.

Centrales hydroélectriques canadiennes

Nous sommes propriétaires d'une capacité de production d'énergie hydroélectrique nette d'environ 112 MW assurée par 10 réseaux hydrographiques distincts dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta et d'Ontario. La totalité des centrales hydroélectriques sont des centrales au fil de l'eau et l'électricité qu'elles produisent et vendent provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. Toutes les centrales hydroélectriques sont exploitées par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation et sont situées sur des terrains visés par des baux à long terme.

En plus de conclure des contrats de vente d'électricité, nous passons des contrats à long et à court terme en vue de vendre les caractéristiques environnementales de nos centrales hydroélectriques. 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 sont transmis à la contrepartie.

Le tableau ci-dessous présente nos centrales hydroélectriques :

Nom de la centrale	Province	Propriété (%)	Puissance détenue nette (MW) ¹	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Akolkolex	BC	100	10	1995	BC Hydro	2046
Bone Creek	BC	100	19	2011	BC Hydro	2031
Pingston	BC	50	23	2003, 2004	BC Hydro	2023
Upper Mamquam.....	BC	100	25	2005	BC Hydro	2025
Belly River.....	AB	100	3	1991	TransAlta	2033
St. Mary	AB	100	2	1992	TransAlta	2033
Taylor Hydro	AB	100	13	2000	TransAlta	2033
Waterton	AB	100	3	1992	TransAlta	2033
Appleton	ON	100	1	1994	OEO	2030
Galetta.....	ON	100	2	1998	OEO	2030
Misema	ON	100	3	2003	OEO	2027

Moose Rapids	ON	100	1	1997	OEO	2030
Ragged Chute	ON	100	7	1991	OEO	2029
Puissance hydroélectrique						
nette totale			112			

Note :

1) Les MW représentent des quantités nettes et sont arrondis au nombre entier le plus près.

Akolkolex

La centrale d'Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke, en Colombie-Britannique. Cette centrale détenue en propriété exclusive fait appel à deux turbines Chongqing Francis horizontales montées sur un même arbre et couplées à un seul générateur Chongqing. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en avril 1995. En 2016, TransAlta a conclu un nouveau contrat de 30 ans visant la vente de la production de cette centrale à BC Hydro.

Bone Creek

La centrale de Bone Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 19 MW située sur le ruisseau Bone Creek, à 90 kilomètres au sud de la ville de Valemout, en Colombie-Britannique. Cette centrale détenue en propriété exclusive fait appel à deux groupes turboalternateurs horizontaux de 9,5 MW avec des turbines Francis jumelles à tube d'aspiration double Litostroj et des alternateurs horizontaux à entraînement direct INDAR. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en juin 2011. Sa production est vendue à BC Hydro en vertu d'un CAÉ venant à échéance en 2031. La centrale de Bone Creek donne droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en 2020.

Pingston

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, en Colombie-Britannique, et en aval de la centrale d'Akolkolex appartenant à la Société. La centrale de Pingston, détenue à parts égales avec Énergie renouvelable Brookfield Inc., utilise trois turbines Pelton horizontales et des alternateurs Leroy-Somer de 15 MW. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mai 2003. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2023.

Upper Mamquam

La centrale d'Upper Mamquam est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 25 MW située sur la rivière Mamquam, à l'est de Squamish, en Colombie-Britannique, et au nord de Vancouver. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise deux turbines Francis Litostroj doubles à axe horizontal et des alternateurs Leroy-Somer. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en juillet 2005. Sa production est vendue à BC Hydro en vertu d'un CAÉ venant à échéance en 2025.

Belly River

La centrale de Belly River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, à l'est du réservoir Waterton, à environ 75 kilomètres au sud-ouest de Lethbridge, en Alberta. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise une turbine Francis Alstom double et un alternateur Alstom. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mars 1991. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033.

St. Mary

La centrale de St. Mary est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 2 MW située au pied du barrage St. Mary, sur le réservoir Waterton, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise une turbine Francis Alstom double horizontale et un alternateur Kato. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 1992. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033.

Taylor Hydro

La centrale de Taylor est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee, sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, qui appartient au gouvernement de l'Alberta. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise une turbine Kaplan Andritz horizontale et un alternateur GE. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mai 2000. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033.

Waterton

La centrale de Waterton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située au pied du barrage Waterton, sur le réservoir Waterton, près de Hillspring, au sud-ouest de Lethbridge, en Alberta. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise une turbine Francis Alstom double horizontale et un alternateur Kato. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 1992. Sa production est assujettie aux conditions d'un CAÉ de TransAlta venant à échéance en 2033.

Appleton

La centrale d'Appleton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Almonte, en Ontario. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise deux turbines à hélices à pales fixes de Canadian Hydro Components et une turbine Kaplan Andritz à vitesse réglable, avec trois alternateurs Siemens. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en mars 1994. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2030.

Galetta

La centrale de Galetta est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 2 MW située sur la rivière Mississippi, près de Galetta, en Ontario. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise deux turbines à hélices à pales fixes et deux turbines Francis camel-back quadruples horizontales de Canadian Hydro Components, avec quatre alternateurs Siemens. Cette centrale a été construite initialement en 1907 et rénovée en 1998. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2030.

Misema

La centrale de Misema est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise une turbine Francis Litostroj double à axe horizontal avec un alternateur Leroy-Somer. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en avril 2003. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2027.

Moose Rapids

La centrale de Moose Rapids est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Sudbury, dans le nord de l'Ontario. Cette centrale détenue en propriété exclusive utilise deux miniturbines à hélices à pales fixes à axe incliné de Canadian Hydro Components et une miniturbine Kaplan Andritz à vitesse réglable à axe incliné, avec trois alternateurs Siemens. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 1997. Sa production est vendue à l'OEO aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2030.

Ragged Chute

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. TransAlta loue cette centrale auprès d'Ontario Power Generation Inc. Cette centrale est en exploitation depuis 1991. Elle est composée d'une seule unité horizontale Kaplan de 6,6 MW et d'un alternateur GE. La production de cette centrale est vendue à l'OEO aux termes de l'initiative de contrats de rachat d'hydroélectricité, qui vient à échéance le 30 juin 2029. Le 6 janvier 2016, la Société a acquis une participation financière fondée en partie sur les bénéfices distribuables de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute et, par la suite, le

30 novembre 2016, la Société a acquis la propriété directe de la centrale de Ragged Chute. Voir « *Développement général de l'activité – 2016 – Acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute* ».

Centrale au gaz canadienne

La Société a mené à bien l'acquisition d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia en janvier 2016 et a ensuite acquis la centrale le 30 novembre 2016. Voir « *Développement général de l'activité – 2016 – Acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute* ».

Le tableau ci-dessous présente notre centrale au gaz canadienne :

<u>Nom de la centrale</u>	<u>Province/ État</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Puissance détenue nette (MW)¹</u>	<u>Date du début de l'exploitation commerciale</u>	<u>Contrepartie</u>	<u>Date d'expiration du contrat</u>
Sarnia.....	ON	100	506	2003	CLT	2022-2025

Note :

1) Les MW représentent des quantités nettes et sont arrondis au nombre entier le plus près.

La centrale de Sarnia est une installation de cogénération à cycle combiné de 506 MW située à Sarnia, en Ontario. La centrale fournit de la vapeur aux installations industrielles avoisinantes appartenant à ARLANXEO Canada Inc. (auparavant LANXESS AG, laquelle avait succédé à Bayer Inc.), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (« NOVA ») (qui approvisionne à son tour Styrolution, une installation de production de styrène qui appartenait auparavant à NOVA) et à Produits Suncor Énergie Inc. aux termes de contrats venant à échéance en 2022. La centrale fournit également de l'électricité à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« SIERE ») aux termes d'un contrat qui expire le 31 décembre 2025. La centrale de Sarnia utilise trois turbines à gaz Alstom 11N2, chacune pouvant produire entre 102 et 118 MW, deux turbines à vapeur à condensation pouvant produire 120 MW et des turbines à vapeur à contrepression pouvant produire 56 MW. La centrale comprend aussi une chaudière alimentée au gaz, des postes de pompage d'eau de rivière et des unités de traitement de l'eau.

Participation financière dans le parc éolien du Wyoming

Nous détenons une participation financière dans un parc éolien de 144 MW situé dans l'État du Wyoming. Le parc éolien du Wyoming est géré par TransAlta conformément aux modalités de la convention de services de gestion et d'exploitation et est exploité par NextEra Energy.

Le tableau ci-dessous présente notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming :

<u>Nom de la centrale</u>	<u>Province/ État</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Puissance détenue nette (MW)¹</u>	<u>Date du début de l'exploitation commerciale</u>	<u>Contrepartie</u>	<u>Date d'expiration du contrat</u>
Parc éolien du Wyoming ²	WY	100	144	2003	Contrepartie de qualité	2028

Notes :

1) Les MW représentent des quantités nettes.

2) La Société détient une participation financière dans cette centrale et ne détient pas celle-ci directement ni indirectement.

La centrale éolienne du Wyoming de 144 MW est composée de 80 éoliennes Vestas V80 de 1,8 MW montées sur des tours de 67 mètres et est située près d'Evanston, dans le Wyoming. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 2003. La Société détient la participation financière dans cette centrale grâce à sa propriété des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming. La production de cette centrale est vendue aux termes d'un CAÉ conclu avec une contrepartie de qualité qui vient à échéance en 2028.

Participation financière dans les actifs australiens

Nous avons acquis une participation financière dans un portefeuille d'actifs australiens auprès de TransAlta le 7 mai 2015. Le portefeuille comprend une capacité de production de 450 MW provenant de six actifs en exploitation et le gazoduc de 270 km. Les actifs sont situés en Australie-Occidentale et exploités par TransAlta. Nous avons acquis la participation financière dans tous les actifs australiens auprès d'une filiale de TransAlta en contrepartie d'un paiement correspondant à 1,78 G\$. Nous avons fait l'acquisition de notre participation financière dans les actifs australiens au moyen de la souscription d'actions privilégiées de catégorie A (« actions privilégiées reflet australiennes ») du capital de TA Energy Inc. (« TA Energy ») auprès d'une filiale en propriété exclusive de TransAlta. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens – Convention d'investissement – actifs australiens* » et « *Développement général de l'activité – 2015 – Placement dans le portefeuille australien occidental de TransAlta et augmentation du dividende* ».

Le tableau suivant présente notre participation financière dans les installations de production australiennes :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Puissance détenue nette (MW) ¹	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Parkeston ^{2,3}	A.-O.	50	55	1996	Newmont Power Pty Ltd	2026
Southern Cross ^{2,4}	A.-O.	100	245	1996	BHP Billiton Nickel West Pty Ltd	2023
South Hedland ^{2,5}	A.-O.	100	150	2017	CLT ⁶	2042
Puissance australienne nette totale			450			

Notes :

- Les MW représentent des quantités nettes.
- La Société détient une participation financière dans cette centrale et ne détient pas directement ou indirectement celle-ci. Voir « *Développement général de l'activité – 2015 – Placement dans le portefeuille australien occidental de TransAlta et augmentation du dividende* ».
- La centrale est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.
- Comprend quatre centrales.
- La centrale a été mise en service au milieu de 2017.
- Contrats à long terme avec deux contreparties : Horizon Power et FMG. Le 13 novembre 2017, FMG prétendait résilier le CAÉ visant South Hedland. Voir « *Développement général de l'activité – 2017 – État des activités commerciales à la centrale électrique de South Hedland* ».

Parkeston

La centrale de Parkeston est une centrale mixte alimentée au gaz naturel et au diesel de 110 MW, qui appartient à TransAlta en copropriété par l'intermédiaire d'une coentreprise à parts égales formée avec NP Kalgoorlie Pty Ltd., filiale de Newmont Australia Limited. La centrale de Parkeston alimente en énergie principalement Kalgoorlie Consolidated Gold Mines et le contrat d'approvisionnement initial a expiré en 2016. La centrale était visée par un nouveau contrat ayant pris effet le 1^{er} novembre 2016, qui prolongeait le contrat antérieur jusqu'en octobre 2026 et prévoit des options de résiliation anticipée dont chaque partie peut se prévaloir à compter de 2021. Toute puissance ou énergie commerciale est vendue sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale. Nous détenons notre participation financière dans cette centrale au moyen de nos actions privilégiées reflet australiennes. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens – Convention d'investissement – actifs australiens* ».

Southern Cross

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. Nous détenons notre participation financière dans cette centrale au moyen de nos actions privilégiées reflet australiennes. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens – Convention d'investissement – actifs australiens* ».

South Hedland

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 centrale a été entièrement mise en service le 28 juillet 2017. Toute la production de la centrale fait l'objet d'un contrat d'une durée de 25 ans conclu avec deux

clients. La majeure partie de la puissance de la centrale est visée par un contrat conclu avec Horizon Power, la société d'État qui fournit l'électricité dans la région. Le second client est le secteur des activités portuaires de FMG. Le 13 novembre 2017, FMG a émis un avis prétendant résilier le CAÉ visant la centrale South Hedland. TransAlta est d'avis que la prétendue résiliation est invalide et, par conséquent, elle prendra toutes les mesures nécessaires pour protéger notre intérêt dans l'installation et pour faire en sorte que tous les flux de trésorerie prévus au CAÉ visant la centrale South Hedland soient réalisés. Voir « *Développement général de l'activité – 2017 – État des activités commerciales à la centrale électrique de South Hedland* » dans la présente notice annuelle. Nous détenons notre participation financière dans cette centrale au moyen de nos actions privilégiées reflet australiennes. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens – Convention d'investissement – actifs australiens* ».

Fortescue River Gas Pipeline

En 2014, TransAlta a 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 térajoules (TJ) par jour. Nous détenons notre participation financière dans cette centrale au moyen de nos actions privilégiées reflet australiennes. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens – Convention d'investissement – actifs australiens* ».

Convention d'investissement – actifs australiens

Le 23 mars 2015, nous avons conclu une convention d'investissement avec TransAlta (« convention d'investissement australien ») aux termes de laquelle, entre autres choses, nous avons acquis, à la clôture le 7 mai 2015, des actions privilégiées obligatoirement rachetables et des actions privilégiées reflet australiennes nous fournissant une participation financière fondée sur les flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux bénéfices distribuables nets sous-jacents de TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd (« TEA »). TEA est une filiale en propriété exclusive de TransAlta qui, directement et indirectement, détient les actifs australiens. Les actions privilégiées reflet australiennes ont été émises à la Société par TA Energy, filiale en propriété exclusive de TransAlta. TransAlta a reçu un produit en espèces net de 216,9 M\$, ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 M\$ sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B. Le 1^{er} août 2017, 26,1 millions d'actions de catégorie B ont été converties en 264 millions d'actions ordinaires.

Conformément aux modalités des actions privilégiées reflet australiennes, la Société a le droit de recevoir, en priorité par rapport aux porteurs d'actions ordinaires du capital de TA Energy, des dividendes en espèces privilégiés trimestriels (« paiements de dividendes australiens »). Les actions privilégiées reflet australiennes ne confèrent aucun droit résiduel de participer aux bénéfices de TA Energy.

En cas de liquidation ou de dissolution de TA Energy ou d'une autre distribution des actifs de celle-ci entre ses actionnaires aux fins de la dissolution de ses affaires, nous avons le droit, sous réserve des lois applicables, de recevoir, à titre d'unique porteur des actions privilégiées reflet australiennes, de la part de TA Energy, avant toute distribution de celle-ci aux porteurs des actions ordinaires ou d'autres actions de rang inférieur à celui des actions privilégiées reflet australiennes, un montant correspondant à la juste valeur marchande des actifs australiens.

À titre de porteur des actions privilégiées reflet australiennes, nous n'avons pas le droit de recevoir les avis de convocation aux assemblées des actionnaires de TA Energy et n'avons pas le droit d'y voter, à moins que TA Energy fasse défaut de verser, au total, quatre paiements de dividendes australiens à leur échéance, qu'ils soient ou non consécutifs, et que ces dividendes aient été ou non déclarés et qu'il existe ou non des sommes d'argent de TA Energy pouvant servir de manière appropriée au versement de dividendes. Par la suite, mais seulement tant qu'un versement de dividendes australiens demeure en souffrance, nous avons le droit, à titre d'unique porteur des actions privilégiées reflet australiennes, d'élire 30 % des membres du conseil d'administration de TA Energy (sous réserve d'un arrondissement à la hausse au nombre entier le plus près).

La convention d'investissement australien prévoit, entre autres choses, que tant que la Société est propriétaire des actions privilégiées reflet australiennes : a) TEA ne peut i) modifier ses documents constitutifs d'une manière nuisant considérablement à la contrepartie devant être reçue par TransAlta Renewables, ii) fractionner, regrouper ou reclasser ses

actions ni iii) conclure ou modifier un contrat, une convention, un engagement ou un arrangement à l'égard de l'un ou l'autre des éléments précédents; b) TEA exploitera, entretiendra et préservera les actifs australiens et exercera ses activités dans le cours normal; et c) TEA s'abstiendra i) de conclure, d'annuler ou de modifier une convention ou un engagement qui est important pour les actifs australiens et ii) de vendre, de grever, d'aliéner ou d'abandonner l'un ou l'autre des actifs australiens, sauf comme il est permis de le faire. La convention d'investissement australien nous confère également un droit de première offre à l'égard de certaines initiatives de croissance éventuelles en Australie et prévoit certaines protections relativement aux taux de change.

Convention d'apport

Le 7 mai 2015, nous avons conclu une convention d'apport avec TransAlta (« convention d'apport ») en sa version modifiée du 26 juillet 2017. La convention d'apport constituait la convention principale permettant d'assurer que TEA reçoive les fonds nécessaires pour financer la construction et la mise en service de South Hedland. Afin de financer la construction de South Hedland, TransAlta Renewables a souscrit des titres de TEA, et le produit reçu dans le cadre de ces souscriptions sera utilisé par TEA pour financer les frais de construction et de mise en service associés à South Hedland.

Conventions d'achat et de vente d'énergie de TransAlta

Le 9 août 2013, les filiales commerciales ont conclu un CAÉ de TransAlta prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite par les centrales dont l'électricité était vendue auparavant à des conditions commerciales (« centrale commerciale »).

Le prix que doit payer TransAlta pour la production en vertu de chaque CAÉ de TransAlta a été fixé initialement à 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et à 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'IPC. Les prix de 2018 rajustés en fonction de l'IPC sont de 32,14 \$/MWh pour les centrales éoliennes et de 48,36 \$/MWh pour les centrales hydroélectriques.

Aux termes de chaque CAÉ de TransAlta, la filiale commerciale s'engage à déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial pour maximiser la quantité d'énergie produite par ses centrales commerciales pendant la durée du CAÉ de TransAlta en question; toutefois, la filiale commerciale n'a aucunement l'obligation de livrer une quantité déterminée d'énergie et, dans tous les cas, aucune pénalité ni aucun paiement lié à une réduction de la production ne sont payables en vertu du CAÉ de TransAlta applicable. Tout le risque lié à l'exploitation et à la production est assumé par les filiales commerciales et TransAlta aura pour seule obligation d'acheter l'électricité effectivement produite.

Chaque filiale commerciale conserve toutes les caractéristiques environnementales (y compris les CER) pouvant être tirées ou découler de ses centrales commerciales; toutefois, TransAlta est obligée de déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial pour vendre ces caractéristiques environnementales pour le compte de cette filiale commerciale en temps opportun à mesure qu'elles prennent naissance, la totalité du produit tiré de toute vente de ce genre profitant à la filiale commerciale applicable.

TransAlta a des droits de répartition à l'égard de la puissance éolienne et hydroélectrique produite par les filiales commerciales aux termes des CAÉ de TransAlta applicables. Les *Dispatchable Wind Rules* sont entrées en vigueur en Alberta le 1^{er} avril 2015 tel qu'il est établi par l'AESO. Dans le cadre des modifications apportées aux *Dispatchable Wind Rules*, les participants au consortium pour des centrales éoliennes regroupées peuvent faire volontairement des offres sur le marché de l'énergie selon un ordre de priorité à des prix supérieurs à 0,00 \$/MWh. TransAlta a des droits de répartition à l'égard de l'électricité éolienne produite par les filiales commerciales aux termes des CAÉ de TransAlta applicables. TransAlta est tenue de payer pour la production disponible non répartie par TransAlta si la production d'énergie des centrales éoliennes sélectionnées est répartie. Les CAÉ de TransAlta prévoient que tout changement qui touche les marchés de l'électricité ayant une incidence importante sur TransAlta ou la Société, y compris l'évolution vers un marché de capacité, fera en sorte que les parties se livreront à des négociations de bonne foi en vue de modifier les CAÉ de TransAlta dans toute la mesure nécessaire pour faire en sorte que les principes sous-jacents des CAÉ de TransAlta soient reflétés dans ces CAÉ.

Chaque CAÉ de TransAlta a une durée de 20 ans ou expire à la fin de la vie utile de l'actif lorsque celle-ci est inférieure à 20 ans. Chaque CAÉ de TransAlta peut être résilié : a) du commun accord des parties; b) par la filiale commerciale à la suite d'un manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta i) à la suite d'un manquement important de la part de la filiale commerciale; ii) à la suite d'un « changement de contrôle » de la Société, soit l'acquisition par une personne ou un

groupe de personnes agissant conjointement et de concert (autre que TransAlta et les personnes de son groupe) de plus de 50 % des actions ordinaires émises et en circulation; ou iii) à la suite d'un « changement de contrôle » de la filiale commerciale, soit l'acquisition par une personne ou un groupe de personnes agissant conjointement et de concert (autre que la Société et les personnes de son groupe) de plus de 50 % des titres comportant droit de vote émis et en circulation de la filiale commerciale.

Ventes d'électricité, subventions et incitatifs

Il existe plusieurs façons de générer des produits ordinaires et de se prévaloir d'incitatifs dans tout le secteur de la production d'électricité. Dans le secteur de la production d'énergie renouvelable, l'aide gouvernementale visant à promouvoir les investissements dans les sources de production d'énergie renouvelable s'est manifestée par des CAÉ à long terme ou d'autres formes de contrats, par exemple ceux conclus aux termes des programmes de tarifs de rachat garantis, un mécanisme gouvernemental établi pour encourager l'adoption de l'énergie renouvelable. Le propriétaire d'une centrale qui n'est pas visée par un CAÉ peut choisir d'avoir recours à des contrats dérivés, comme des contrats de couverture énergétique, dans le but de s'assurer d'un prix fixe pour sa production d'électricité, ou bien vendre sa production au prix courant du marché.

En plus des CAÉ bénéficiant d'un appui gouvernemental, d'autres incitatifs bénéficiant d'un appui gouvernemental ont servi à stimuler l'investissement dans l'énergie renouvelable. Habituellement, ces incitatifs ont soit pris la forme de paiements incitatifs fondés sur la production des centrales produisant de l'énergie au moyen de sources renouvelables, de subventions visant les coûts en capital et de crédits d'impôt, soit été fondés sur des caractéristiques environnementales permettant de répondre à certaines normes d'émission.

Les gouvernements peuvent offrir des incitatifs fiscaux ou des subventions en espèces pour promouvoir et faciliter les investissements dans le secteur de l'énergie renouvelable. Au Canada, plusieurs programmes gouvernementaux ont été mis en œuvre aux paliers fédéral et provinciaux pour favoriser le développement de l'énergie renouvelable, par exemple les programmes EPEE et écoÉNERGIE (tous deux décrits ci-dessous), de même que des crédits d'impôt comme la déduction pour amortissement accéléré qui permet aux producteurs d'énergie renouvelable de déduire le coût en capital de ces actifs plus rapidement que dans le cas de l'amortissement comptable, ce qui s'avère avantageux du point de vue économique pour un projet.

Programmes EPEE et écoÉNERGIE

Le programme EPEE est un programme du gouvernement fédéral canadien prévoyant le paiement d'incitatifs aux producteurs d'énergie éolienne pour les parcs éoliens admissibles au cours des 10 premières années d'exploitation d'un parc éolien. Le gouvernement canadien ciblait initialement des incitatifs de 920 M\$ sur une période de 15 ans afin d'établir une production de 4,0 GW d'énergie éolienne équivalant à la quantité d'énergie dont ont besoin environ un million de foyers canadiens moyens. Aux termes du programme, les parcs éoliens étaient admissibles à recevoir un paiement incitatif d'un montant allant de 0,008 \$ le kWh à 0,012 \$ le kWh au cours des 10 premières années d'exploitation, selon la date de mise en service. En 2007, le programme EPEE a été remplacé par le programme écoÉNERGIE. Ce changement de programme n'a toutefois pas touché les paiements auxquels les parcs éoliens avaient droit aux termes du programme EPEE initial.

Le 19 janvier 2007, le gouvernement fédéral canadien a annoncé le lancement du programme écoÉNERGIE de 1,48 G\$ dans le but d'encourager la production d'électricité au Canada à partir de sources d'énergie propre à très faible taux d'émission, comme l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique à faible impact, la biomasse, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et l'énergie marine. Un incitatif de 0,01 \$ le kWh pendant un maximum de 10 ans était offert aux projets admissibles, le programme étant destiné à appuyer jusqu'à 4,0 GW de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable. Même si aucun nouvel accord de contribution n'a été signé après le 31 mars 2011, les projets admissibles au programme écoÉNERGIE existants continueront de recevoir les paiements aux termes de ce programme jusqu'au 31 mars 2021.

Les installations suivantes reçoivent actuellement des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Base de l'actif* ».

**Actifs de la Société recevant des paiements
aux termes d'ÉNERGIE**

- Wolfe Island
- Kent Hills 1 et 2
- Summerview 2
- Bone Creek
- Melancthon 2
- Ardenville
- Blue Trail

Amortissement accéléré

Le gouvernement fédéral canadien permet l'amortissement accéléré aux fins de l'impôt de certains actifs de production d'énergie renouvelable répondant à des critères précis, ainsi que de certains biens de cogénération à haute efficacité. La catégorie 43.1 a été établie en 1994 et comporte un taux de déduction pour amortissement accéléré de 30 % sur le solde dégressif pour les actifs de production d'énergie renouvelable. La catégorie 43.2, qui a vu le jour en 2005, comporte un taux de déduction pour amortissement accéléré de 50 % sur le solde dégressif pour les actifs de production d'énergie renouvelable acquis avant 2020. De plus, au Canada, certaines dépenses engagées par les PEI durant l'élaboration des projets d'énergie renouvelable peuvent être admissibles à titre de frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie au Canada, lesquels donnent droit à une déduction complète des dépenses admissibles au cours de l'année où celles-ci sont engagées.

Crédits compensatoires de carbone

En 2007, le *Specified Gas Emitters Regulation* (« SGER »), un cadre de réglementation des gaz à effet de serre, a été établi par le gouvernement de l'Alberta. Le SGER régleme les installations industrielles qui émettent des gaz à effet de serre au-delà d'un certain seuil. Les installations visées par la réglementation doivent respecter des limites annuelles d'émission de gaz à effet de serre en réduisant l'intensité de leurs émissions, en achetant ou en obtenant des crédits compensatoires de carbone ou en en faisant des paiements de conformité au prix du carbone au Climate Change and Emissions Management Fund. Le SGER permet à certaines centrales de production d'énergie renouvelable en Alberta de créer des crédits compensatoires de carbone pendant une période pouvant aller jusqu'à 13 ans. Depuis sa création, les entités s'y conformant ont grandement utilisé les crédits compensatoires de carbone pour réduire leurs coûts de conformité étant donné que les crédits compensatoires de carbone se négocient à une valeur inférieure aux paiements de conformité exigibles en cas d'émissions dépassant le seuil.

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement d'Alberta est passé du SGER au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (« CCIR »). Aux termes du CCIR, l'exigence réglementaire, qui était auparavant une norme de conformité applicable à une installation en particulier, est devenue une norme de conformité applicable au rendement des produits générés ou des produits par secteur. Le prix du carbone demeurera à 30 \$/t d'équivalent CO² de 2018 à 2020, puis suivra l'augmentation du prix imposée par le gouvernement fédéral et s'établira à 40 \$/t d'équivalent CO² en 2021 et à 50 \$/t d'équivalent CO² en 2022. La norme applicable au rendement du secteur de l'électricité a été établie à 0,37 t d'équivalent CO₂/MWh, mais elle baissera au fil du temps. Tous les actifs liés à l'énergie renouvelable qui ont fait l'objet de crédits en vertu du SGER continueront de recevoir des crédits en vertu du CCIR à raison de un pour un. Tous les autres actifs liés à l'énergie renouvelable qui n'ont pas fait l'objet de crédit en vertu du SGER pourront désormais être couverts par le CCIR et faire l'objet de crédits compensatoires de carbone à hauteur de la norme de conformité applicable au secteur de l'électricité à perpétuité. Une fois que les crédits applicables aux projets éoliens aux termes du protocole du SGER prendront fin, ces projets pourront aussi être couverts par le système du CCIR et recevoir des crédits à hauteur de la norme applicable au rendement tant et aussi longtemps qu'ils seront en exploitation.

Un certain nombre de nos centrales se trouvent en Alberta et donnent droit à des crédits compensatoires de carbone aux termes du SGER. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Gestion du risque environnemental – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* ».

Actifs de la Société donnant lieu à des crédits compensatoires de carbone

- Summerview 2
- Ardenville
- Blue Trail

Ventes de crédits d'énergie renouvelable

Les CER peuvent être utilisés volontairement ou obligatoirement pour les besoins de conformité d'un acheteur et font habituellement l'objet d'une vérification indépendante par rapport à des critères préétablis variant selon le programme de

CER applicable. La valeur est généralement établie selon l'ancienneté (année de création), l'admissibilité aux régimes de conformité, la technologie ou le mode de création du crédit et d'autres paramètres propres à la région ou à l'acheteur. Généralement, plus les critères de création d'un CER sont rigoureux, plus le prix auquel il peut être vendu est élevé. La vente de CER peut être combinée à celle d'électricité dans le cadre d'un CAÉ ou d'un autre contrat bilatéral. Les CER peuvent aussi être échangés seuls.

Cadre concurrentiel

Nous sommes l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada. Nous possédons 17 centrales éoliennes et 13 centrales hydroélectriques situées dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick, de même qu'une centrale de cogénération au gaz naturel en Ontario. Nous détenons également une participation financière dans un parc éolien situé dans l'État du Wyoming et un portefeuille d'actifs australiens.

À long terme, d'importants investissements seront nécessaires pour les nouvelles sources de production d'électricité et ces besoins varieront en fonction de la province et de l'État. La croissance de la capacité repose sur deux facteurs clés. Tout d'abord, les besoins sur le plan de la puissance pour répondre à l'accroissement de la demande et des marges de réserve suffisantes et deuxièmement, la nécessité de remplacer les centrales électriques hors service, en veillant à ce que les cibles sur le plan de l'économie, de l'environnement et de la fiabilité soient atteintes. Bon nombre des mises hors service prévues auront lieu au sein du parc de centrales alimentées au charbon au Canada en raison de l'obligation imposée par les politiques fédérales de rendre le secteur de l'énergie plus écologique en fixant des dates de mise hors service pour les centrales au charbon. L'Alberta a également annoncé son intention d'abandonner la production conventionnelle au charbon d'ici 2030. Selon l'Office national de l'énergie (« ONE ») et l'Energy Information Administration des États-Unis, la production d'énergie renouvelable devrait représenter l'une des sources de production d'électricité qui connaîtront la croissance la plus rapide tant au Canada qu'aux États-Unis, avec une capacité de production d'énergie éolienne qui doublera et une capacité de production d'énergie solaire qui triplera entre 2017 et 2040 au Canada, et une production d'énergie renouvelable globale qui passera à 2,4 % aux États-Unis entre 2016 et 2050.

Secteur canadien de l'électricité

Le Conference Board du Canada a estimé que des dépenses de près de 300 G\$ devraient être faites dans l'infrastructure énergétique afin de répondre aux besoins en électricité au Canada d'ici 2030, et qu'environ 67 % des investissements nécessaires seraient orientés vers la production d'énergie, soit près de 200 G\$. L'ONE prévoit des augmentations futures de capacité dans presque toutes les provinces canadiennes dans son rapport Avenir énergétique du Canada en 2016. Les plus importantes augmentations devraient toucher l'Alberta, le Québec et la Colombie-Britannique. L'ONE prévoit que le Canada modifiera la composition de son portefeuille de production d'électricité et se tournera vers des sources de production d'énergie plus propres.

Le marché canadien de la production d'électricité est formé en grande partie de marchés géographiquement distincts présentant de grandes variations quant aux sources d'approvisionnement en électricité entre les provinces et les territoires. Le secteur énergétique de chaque province s'est développé en fonction de la situation économique, des ressources naturelles, du cadre réglementaire et de la géographie qui lui étaient propres.

L'abondance des ressources hydroélectriques en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador a contribué à la constitution d'un parc composé principalement de centrales hydroélectriques dans ces provinces. Historiquement, l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et la Saskatchewan ont compté davantage sur la production d'électricité au charbon, mais cette situation devrait changer drastiquement d'ici 2030 en raison de la réglementation fédérale et provinciale. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick disposent de parcs de centrales relativement diversifiés ayant comme sources le nucléaire, le thermique, l'éolien et l'hydroélectricité. Bien que les filières soient diversifiées, chacun des marchés a connu une croissance considérable de sa capacité de production d'énergie renouvelable, y compris l'énergie éolienne et solaire et la bioénergie, et nous sommes d'avis que cette croissance se poursuivra.

Production d'énergie éolienne au Canada

Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada est maintenant au neuvième rang des producteurs d'énergie éolienne du monde grâce à une puissance installée de 12,2 GW en date de décembre 2017. Cela comprend une nouvelle capacité de production d'énergie éolienne de 341 MW installée en 2017. L'énergie éolienne répond à quelque 6 % de la demande totale au Canada.

La croissance de la production d'énergie éolienne au Canada devrait se poursuivre. L'ONE s'attend à une croissance soutenue et prévoit que la capacité de production d'énergie éolienne grimpera à 26 GW d'ici 2040. Cette croissance de la capacité de production d'énergie éolienne prévue jusqu'en 2040 devrait faire passer la capacité de production d'énergie éolienne exprimée en pourcentage de la production totale d'électricité de 8,1 % en 2016 à plus de 14 % en 2040.

Production d'hydroélectricité au Canada

Le Canada est un leader mondial de la production d'hydroélectricité. Selon les prévisions de l'ONE, l'énergie hydraulique continuera d'être la principale source de production d'électricité jusqu'en 2040. L'hydroélectricité demeure une source principale d'énergie électrique, représentant 55 % de la capacité totale. Compte tenu des projets provinciaux, la capacité canadienne fondée sur l'hydroélectricité devrait s'accroître considérablement, pour passer de 80 GW en 2016 à 89 GW d'ici 2040, et continuer de constituer la majeure partie de la capacité de production d'électricité au Canada.

Secteur américain de l'électricité

L'Energy Information Association (« EIA ») prévoit que la production d'électricité augmentera à un rythme annuel d'environ 0,6 % entre 2016 et 2050 et que l'énergie renouvelable et le gaz naturel représenteront les segments qui connaîtront la croissance la plus rapide sur le marché de la production d'électricité, soit une croissance prévue à un taux de croissance annuel composé respectif de 2,4 % et de 1,5 %, au cours de cette période. Selon l'EIA, la production d'énergie renouvelable aux États-Unis représente actuellement 15 % de la production totale d'électricité. L'apport des énergies renouvelables à la production totale du secteur de l'électricité varie beaucoup selon les États en raison des limites géographiques, de la disponibilité des ressources et de considérations liées à la politique gouvernementale.

Nous sommes d'avis que la production d'énergie renouvelable aux États-Unis continuera de croître, cette croissance étant soutenue par la hausse continue de la demande d'électricité, la mise hors service des centrales au charbon et des centrales nucléaires, la mise en œuvre de normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable dans 29 États et d'autres programmes incitatifs gouvernementaux, et le maintien de ces programmes, et l'amélioration des coûts et de la compétitivité des technologies de production d'énergie renouvelable.

Secteur australien de l'électricité

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 3,25 % pour la période allant de 2018 à 2021. La croissance de la demande d'électricité devrait être faible en raison de la baisse sensible de l'investissement industriel dans la région. L'Australian Energy Market Operator (« AEMO ») prévoit un taux de croissance de la consommation d'énergie d'environ 1,2 % sur 10 ans (2017/18 à 2027/28), avec un taux de croissance de la demande de pointe prévu à 1,4 % au cours de la même période.

Forces sur le plan de la concurrence

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

Production d'énergie éolienne – Nous sommes l'un des plus gros propriétaires de parcs éoliens du Canada. Notre équipe de direction a établi des relations importantes avec les clients et les fournisseurs, ce qui lui procure un avantage concurrentiel pour le développement, l'exploitation et la commercialisation de la production l'énergie éolienne.

Portefeuille d'envergure et diversifié – Notre base de l'actif est diversifiée en fonction des régions, de la production et des contreparties. Nous possédons 17 centrales éoliennes, 13 centrales hydroélectriques et une centrale au gaz et détenons une participation financière dans une capacité de production nette de 1 722 MW dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick, et une participation financière dans une capacité de production nette de 594 MW au Wyoming, États-Unis, et en Australie-Occidentale composée de centrales alimentées au gaz et à l'énergie éolienne ainsi qu'une participation financière dans un gazoduc en Australie-Occidentale. Cette envergure et cette diversification procurent une stabilité des flux de trésorerie et permettent de réduire le risque associé à l'exploitation de centrales dans un seul territoire et au type de combustible.

Antécédents d'exploitation établis – Nos actifs ont des antécédents d'exploitation et de rendement établis. Les actifs sont en exploitation depuis des périodes allant de 1 à 27 ans, le nombre d'années d'exploitation moyen pondéré en fonction de la puissance s'établissant à 13,2 ans, y compris les installations dans lesquelles nous détenons une participation financière. De plus, la disponibilité moyenne des actifs éoliens était de 94,8 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et de 94,4 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Ces antécédents de production nous permettent de mieux prédire la production future.

Parrainage stratégique par un chef de file du secteur et exploitant averti – TransAlta, notre gestionnaire et exploitante, et ses sociétés devancières se consacrent au développement, à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1909. La première activité exercée par celle-ci fut la production d'hydroélectricité. TransAlta est au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production d'électricité et de commercialisation d'énergie du Canada, sa capacité brute de production atteignant environ 10 000 MW. TransAlta exploite des centrales hydroélectriques depuis plus de 100 ans et fut la première société à détenir et à exploiter une capacité nette de production d'énergie éolienne de plus de 1 000 MW au Canada. TransAlta a considérablement élargi ses activités dans le secteur de l'énergie renouvelable, passant d'une production nette de 800 MW en 2000 à une production nette de presque 2 300 MW au 31 décembre 2017 (y compris la production des actifs de TransAlta Renewables à cette fin).

Croissance des marchés cibles et évolution des technologies – Nous prévoyons des besoins importants en investissement dans l'infrastructure énergétique au Canada et aux États-Unis, principalement en raison du remplacement des centrales vieillissantes et des prévisions de croissance démographique et de l'activité industrielle. De plus, nous prévoyons que les sources de production d'énergie verte, y compris les centrales d'énergie renouvelable et les centrales au gaz naturel, enregistreront la croissance la plus marquée en pourcentage, alors que les autorités compétentes continueront de fixer des cibles de production en tenant compte de l'environnement et d'établir d'autres actifs d'infrastructure. Nous jugeons que nous serons bien placés pour profiter des occasions de regroupement en raison de notre taille et de notre souplesse du point de vue financier ainsi que de nos liens avec TransAlta.

Nouveaux marchés et nouvelles technologies – Bien que nous comptions actuellement nous concentrer principalement sur les marchés canadien, américain et australien, nous pourrions vouloir étendre nos activités à de nouveaux marchés. Nous pouvons également examiner les occasions de croissance dans d'autres formes de production d'énergie propre, comme les centrales solaires ou géothermiques ou les centrales alimentées à la biomasse, ainsi que dans d'autres types d'infrastructures reliées à l'électricité, comme le transport et la possibilité de stockage d'énergie en complément de nos actifs de production d'énergie renouvelable. Notre gestionnaire et exploitante, TransAlta, a de l'expérience dans plusieurs de ces technologies de production d'énergie propre et étudie les possibilités de conversion de l'alimentation au charbon à l'alimentation au gaz et les projets d'agrandissement d'installations hydroélectriques.

Stabilité des flux de trésorerie – Grâce aux CAÉ, la quasi-totalité de notre puissance est visée actuellement par des contrats. Nos CAÉ ont une durée à courir moyenne pondérée par capacité d'environ 12 ans. Les produits des activités ordinaires nets reçus aux termes de ces ententes contractuelles contribuent à minimiser les fluctuations des produits des activités ordinaires à court terme qui sont attribuables au prix variable de l'électricité.

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

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.

Caractère saisonnier et cyclique

L'activité de la Société est cyclique en raison i) de la nature même de l'électricité, qui ne peut pas être entreposée et ii) de la nature même des ressources d'énergie éolienne et hydroélectrique au fil de l'eau, qui fluctuent en fonction des saisons et des variations météorologiques annuelles.

Habituellement, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau produisent la majorité de leur électricité et génèrent la majorité de leurs produits des activités ordinaires durant les mois de printemps et d'été lorsque la fonte des neiges alimente les bassins hydrographiques et les rivières. À l'inverse, les vents sont généralement plus forts durant les mois froids d'hiver lorsque la densité de l'air est à son maximum. La stratégie de diversification technologique et géographique de la Société réduit l'exposition de la Société aux fluctuations des ressources naturelles dans toutes les régions. Étant donné que les activités de la Société s'appuient maintenant principalement sur la production d'énergie éolienne, ses résultats financiers d'un trimestre donné pourraient ne pas être représentatifs des résultats des autres trimestres. Voir « *Facteurs de risque* ».

Gestion du risque environnemental

Nous sommes assujettis à la réglementation environnementale régissant la construction et l'exploitation de nos actifs, laquelle nous oblige à obtenir des permis et licences d'exploitation. Pour assurer notre conformité, nous collaborons étroitement avec les autorités locales et régionales afin de régler toutes les préoccupations d'ordre environnemental et de nous conformer aux exigences applicables à l'obtention des licences et des permis.

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. Le cadre réglementaire applicable à la production d'électricité varie selon les territoires. Au cours des dernières décennies, un certain nombre de territoires ont restructuré leurs marchés de l'électricité afin de permettre la production d'électricité par des PEI. En général, les gouvernements ont apporté un soutien important afin de favoriser la croissance de la production d'énergie renouvelable en élaborant des incitatifs et des arrangements de revenu à long terme destinés à encourager l'adoption de l'électricité renouvelable.

Le 3 octobre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention d'instaurer un prix national sur les émissions de GES. Selon cette proposition, à compter de 2018, un prix de 10 \$/la tonne d'équivalent CO₂ (« éq. CO₂ ») émise devrait être instauré; ce prix devrait augmenter pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. L'application du prix serait coordonnée avec les compétences provinciales. Nous ne savons pas encore de quelle façon un tel mécanisme de tarification influera sur nos activités. Cette loi n'a pas encore été mise en application, mais elle sera probablement mise de l'avant en 2018.

Le 22 novembre 2015, le gouvernement d'Alberta a annoncé le Plan de leadership sur le climat (« Climate Leadership Plan ») aux termes duquel il s'engage à :

- retirer la production au charbon dans la province d'ici 2030;
- établir un objectif selon lequel les énergies renouvelables compteront pour 30 % du système d'électricité en Alberta d'ici 2030;
- créer une taxe du carbone sur toutes les émissions non industrielles en Alberta; et
- remplacer le SGER pour transformer cette norme de conformité applicable à une installation en particulier en une norme de conformité applicable au rendement des produits générés ou des produits par secteur.

Le SGER, qui régissait les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») en Alberta, a été en vigueur de 2007 à la fin de 2017. Plusieurs de nos centrales étaient admissibles aux fins de la création de crédits compensatoire de carbone vendables. Étant donné que nous n'avions pas d'obligation de conformité en vertu du SGER, les crédits ont été mis en marché.

Le 29 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention d'augmenter le taux dans le cadre du SGER, comme suit :

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

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement d'Alberta est passé du SGER au CCIR. Aux termes du CCIR, l'exigence réglementaire, qui était auparavant une norme de conformité applicable à une installation en particulier, est devenue une norme de conformité applicable au rendement des produits générés ou des produits par secteur. Le prix du carbone demeurera à 30 \$/t éq. CO₂ de 2018 à 2020, puis suivra l'augmentation du prix imposée par le gouvernement fédéral et s'établira à 40 \$/t éq. CO₂ en 2021 et à 50 \$/t éq. CO₂ en 2022. La norme applicable au rendement du secteur de l'électricité a été établie à 0,37 t éq. CO₂/MWh, mais elle baissera au fil du temps. Tous les actifs liés à l'énergie renouvelable qui ont fait l'objet de crédits en vertu du SGER continueront de recevoir des crédits en vertu du CCIR à raison de un pour un. Tous les autres actifs liés à l'énergie renouvelable qui n'ont pas fait l'objet de crédit en vertu du SGER pourront désormais être couverts par le CCIR et faire l'objet de crédits compensatoires de carbone à hauteur de la norme de conformité applicable au secteur de l'électricité à perpétuité. Une fois que les crédits applicables aux projets éoliens aux termes du protocole du SGER prendront fin, ces projets pourront aussi être couverts par le système du CCIR et recevoir des crédits à hauteur de la norme applicable au rendement tant et aussi longtemps qu'ils seront en exploitation.

Le 15 avril 2015, le gouvernement de l'Ontario a annoncé que la province allait mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES en vue de réduire les émissions et de lutter contre les changements climatiques. Le 18 mai 2016, la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone* (« Loi ») a été adoptée. Cette Loi établit le cadre relatif à un programme de plafonnement et d'échange, y compris des obligations de quantification, de calcul, de déclaration et de vérification des émissions de gaz à effet de serre, ainsi qu'à la création et à l'allocation de quotas et de crédits au moyen de la délivrance de quotas à titre gratuit, de la mise aux enchères de quotas et de la vente de quotas.

Les règlements exigent que certains émetteurs appartenant à diverses industries s'inscrivent et déclarent leurs émissions, notamment les producteurs d'électricité qui produisent des émissions de plus de 25 000 tonnes par année d'équivalent en dioxyde de carbone. Aux termes des règlements, le gouvernement créera un nombre déterminé de quotas d'émission qui diminuera chaque année. Un quota d'émission est égal à une tonne d'émissions d'équivalent en gaz à effet de serre. Les émetteurs inscrits ne peuvent émettre que la quantité de gaz à effet de serre autorisée par leurs quotas. Initialement, des quotas à titre gratuit sont alloués aux participants admissibles.

Depuis 2017, des quotas sont vendus aux enchères. Le nombre total de quotas diminuera chaque année et le nombre de quotas alloués à titre gratuit diminuera progressivement, ce qui forcera les émetteurs à réduire leurs émissions ou à acheter des quotas sur un marché du carbone. Cette loi établit aussi un programme de compensation. Ce programme permettra aux participants inscrits de remplir jusqu'à 8 % de leurs obligations de conformité totales en achetant des crédits compensatoires et en les retirant du marché. Le gouvernement a tenu une consultation publique au sujet de la conception du programme de compensation et des règlements ont été finalisés le 18 décembre 2017. Le 1^{er} janvier 2017, le programme ontarien de plafonnement et d'échange a débuté. La première période de conformité dure quatre ans et les périodes de conformité subséquentes s'étendront sur trois ans.

En septembre 2016, le comité mixte intérimaire du revenu du Wyoming a voté, par une marge importante, contre un projet de loi (*Wind Tax Bill*) proposant une augmentation de la taxe sur la production d'énergie éolienne. Le projet de loi aurait porté la taxe sur l'énergie éolienne, actuellement de 1 \$ US/MWh, à 5 \$ US/MWh. En janvier 2017, un membre de la Chambre des représentants a présenté de nouveau un projet de loi similaire au comité du revenu du Wyoming. Ce nouveau projet de loi a été rejeté encore une fois par une majorité importante du comité.

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a promulgué une législation afin de mettre en œuvre l'Emissions Reduction Fund (« ERF »). L'ERF, d'une valeur de 2,55 G\$ AU, est la pièce centrale de la politique du gouvernement australien et prévoit un cadre stratégique visant une réduction des émissions de 5 %, par rapport au niveau de 2000, au plus tard en 2020 et de 26 % à 28 % par rapport au niveau de 2005 au plus tard en 2030. La première vente aux enchères a eu lieu en avril 2015 et des contrats visant une réduction de 47 millions de tonnes ont été octroyés à un prix moyen de 13,95 \$ AU la tonne.

Le mécanisme de sauvegarde de l'ERF, devant entrer en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2016, fera en sorte que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'intermédiaire de l'ERF ne soient pas annulées par des augmentations importantes des émissions ailleurs dans l'économie. L'ERF et son mécanisme de sauvegarde prévoient des incitatifs en vue de la réduction des émissions dans l'ensemble de l'économie australienne. Le gouvernement australien s'est également engagé à élaborer un plan de productivité énergétique national visant à améliorer la productivité énergétique australienne de 40 % entre 2015 et 2030. L'ERF ne devrait pas avoir une incidence importante sur les actifs australiens, puisque ceux-ci se composent principalement de centrales alimentées au gaz.

En outre, le 23 juin 2015, le gouvernement australien a modifié le régime de cible d'énergie renouvelable (*Renewable Energy Target*), qui prévoit le doublement de la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle produite comparativement au niveau actuel, ce qui ferait en sorte qu'environ 23,5 % de la production d'électricité australienne en 2020 proviendrait de sources renouvelables. Voir « *Activités de TransAlta Renewables – Cadre réglementaire – Australie* ».

Cadre réglementaire

Alberta

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

Dans le cadre du Plan de leadership sur le climat, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que l'Alberta ajouterait 5 000 MW à la capacité de production d'énergie renouvelable d'ici 2030 grâce au programme d'électricité de source renouvelable (*Renewable Electricity Program*) devant être géré par l'AESO. Ce programme sera financé à l'aide des produits tirés de la taxe sur le carbone. Les résultats de la première ronde d'approvisionnement ont été annoncés en décembre 2017 et aux termes de cette première ronde, une capacité de production éolienne de près de 600 MW a été assurée et est livrable en décembre 2019.

Le 23 novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des réformes visant le marché de l'électricité et l'intention de migrer vers une nouvelle structure de marché de capacité. L'AESO a été chargé de concevoir le marché de capacité et de le mettre en œuvre. L'AESO a entrepris la réalisation de la conception en 2017 et a formé des groupes sectoriels en vue de la formulation de recommandations quant au marché de capacité. La conception finale devrait être réalisée au plus tard en juin 2018 et la mise en œuvre devrait avoir lieu à compter de 2019 jusqu'en 2020. Le premier approvisionnement en capacité par voie d'enchères devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2019 et la première livraison devrait commencer dans le second semestre de 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 à l'égard de certains consommateurs d'électricité et de contrats à long terme d'achat d'électricité émis par l'OEO. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario est celui qui détermine la combinaison des sources d'électricité devant être procurée par l'OEO, qui est chargé d'élaborer un plan d'approvisionnement en électricité intégré détaillé, d'obtenir la production électrique prévue dans ce plan et de gérer les contrats de production privée. La SIERE est responsable de la gestion du marché de gros ontarien et d'assurer la fiabilité du réseau électrique de la province. En date de janvier 2015, l'OEO et la SIERE ont fusionné en une seule entité. Leur mandat d'augmenter la quantité d'énergie propre et renouvelable dans le réseau électrique ontarien demeure inchangé. Le secteur de l'électricité est régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

La SIERE a annoncé une consultation relative au renouvellement du marché qui comprendra des changements fondamentaux visant le marché de l'électricité. Ces changements comprendront la modification du marché de l'énergie, l'ajout d'un marché de capacité et l'amélioration de l'exploitabilité/la fiabilité. La consultation devrait s'étaler sur plusieurs années étant donné les changements importants qu'on prévoit apporter au marché et la mise en œuvre est prévue à compter de 2020 à 2021.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, l'électricité est fournie principalement par BC Hydro, une société d'État régie par la British Columbia Utilities Commission. L'électricité est négociée sur d'autres marchés par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive de BC Hydro, Powerex Company. Bien que la Colombie-Britannique ne soit pas un marché déréglementé comme l'Alberta, son gouvernement a pris des mesures depuis 2003 afin de diversifier le marché et de promouvoir de nouvelles sources de production par des PEI. En particulier, le gouvernement de la Colombie-Britannique a demandé à BC Hydro d'obtenir un approvisionnement en électricité à des conditions concurrentielles auprès de PEI, ce qui a mené à divers appels d'offres au cours des 10 dernières années. Les PEI peuvent répondre aux appels d'offres de BC Hydro qui, si elles sont acceptées, débouchent sur la conclusion de CAÉ à long terme avec BC Hydro. La Colombie-Britannique dispose actuellement d'une puissance éolienne de 500 MW. Le gouvernement de la Colombie-Britannique va également de l'avant avec le projet hydroélectrique à grande échelle Site C de BC Hydro, dont la construction a commencé à l'été de 2015 et la mise en service est prévue en 2024.

Québec

La Régie de l'énergie est l'organisme de réglementation ayant la compétence principale en matière de réglementation économique du secteur de l'électricité au Québec. L'électricité dans la province est fournie principalement par Hydro-Québec, une société d'État possédant d'importantes ressources hydroélectriques à des coûts concurrentiels, qui dispose du droit quasi exclusif de distribuer l'électricité dans toute la province de Québec. La plupart des centrales de production d'Hydro-Québec sont situées à des distances importantes des centres de consommation. Par conséquent, le réseau de transport du Québec est l'un des plus étendus et complets d'Amérique du Nord, comprenant plus de 33 000 kilomètres de lignes. En mai 2006, le gouvernement du Québec a publié une stratégie énergétique qui exige que les promoteurs privés s'associent avec les collectivités locales afin de développer des projets énergétiques. Dans tous les cas, une entente avec Hydro-Québec sur le prix de l'électricité produite doit être préalablement conclue pour qu'un projet puisse obtenir l'approbation du gouvernement.

Nouveau-Brunswick

En 2004, le Nouveau-Brunswick a adopté la *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick), en vertu de laquelle le marché de l'électricité de la province a été modifié afin de permettre la création d'un cadre concurrentiel à l'intention des clients éligibles, qu'ils soient des clients de gros, des clients industriels ou des entreprises de distribution d'électricité municipales. Aux termes de la *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick), lorsque des actifs de production sont retirés ou qu'un approvisionnement additionnel est requis, les fournisseurs de services standards (c.-à-d. les sociétés de distribution) devront fournir le nouvel approvisionnement par l'entremise du marché concurrentiel. Il en résulte que toute nouvelle ressource requise par la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick sera acquise dans le cadre de processus d'approvisionnement ouverts aux PEI et à la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick. La province a fait part de sa décision de porter la norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable du Nouveau-Brunswick à un minimum de 40 % des ventes de la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick dans la province au plus tard en 2020.

Aux termes du Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick de 2011 et du Plan intégré des ressources de 2014, ce but sera accompli par la combinaison d'importations d'énergies renouvelables admissibles d'autres provinces et l'achat d'énergie auprès de producteurs et de clients locaux par l'entremise de divers programmes. En 2015, les règlements pris en application de la *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) ont été modifiés pour soutenir la norme relative à un portefeuille d'énergie renouvelable à 40 %.

Aux termes d'un programme de facturation nette, les clients de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (« SÉNBN ») qui génèrent de l'électricité à des fins d'utilisation propre à partir d'installation de production d'énergie renouvelable de moins de 100 kW peuvent envoyer leur surplus d'électricité au réseau public. Le programme de production intégrée de la SÉNBN

permet aux projets d'énergie renouvelable à petite échelle d'être connectés au système de distribution et de vendre de l'électricité au réseau public.

Bien que le Nouveau-Brunswick ait produit de grands projets commerciaux d'énergie éolienne au cours des dix dernières années, le gouvernement provincial a indiqué dans son document de 2015, *Développement futur de nos ressources en énergie renouvelable*, que la prochaine étape du développement de l'énergie renouvelable portera essentiellement sur le développement de projets à petite échelle et en particulier sur les formes de production non intermittente comme la biomasse dérivée du bois.

Wyoming

La Wyoming Public Service Commission (« Commission ») a le pouvoir de réglementer et de superviser chaque service public, ce qui comprend les quatre services publics d'électricité du Wyoming appartenant à des investisseurs, de même que certains services d'approvisionnement en gaz naturel, d'électricité, de télécommunications, d'eau et de pipeline. Dans le cas des services publics d'électricité réglementés, la Commission approuve les tarifs réglementés, étudie les plans de ressources intégrés, approuve les fusions et acquisitions et délivre des certificats d'utilité et de nécessité publiques à l'égard des grandes installations (p. ex. les centrales et les lignes de transport). La Commission ne dispose pas d'un pouvoir de réglementation à l'égard du parc éolien du Wyoming ni de l'électricité qui y est produite, car cette production est vendue sur le marché de gros. La *Federal Power Act* confère à la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») la compétence en matière d'établissement des tarifs des services publics qui vendent de l'électricité en gros et qui transportent l'électricité dans le cadre d'un commerce entre États. La *Federal Power Act* accorde également à la FERC le pouvoir de certifier et de surveiller un organisme responsable de la fiabilité du réseau d'électricité qui promulgue et applique des normes de fiabilité obligatoires applicables à tous les utilisateurs, les propriétaires et les exploitants du réseau électrique de production et de transport. La FERC a certifié la North American Electric Reliability Corporation (« NERC ») en tant qu'organisme responsable de la fiabilité du réseau d'électricité. La NERC a promulgué des normes de fiabilité obligatoires et, de concert avec les organismes responsables de la fiabilité régionaux relevant de la FERC et de la NERC, applique ces normes de fiabilité obligatoires.

Australie

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

Le 30 septembre 2015, le ministre de l'Énergie a annoncé que le gouvernement australien avait décidé de transférer plusieurs fonctions liées à l'exploitation et au marché au sein du MGE à l'Australian Energy Market Operator (« AEMO »). Les fonctions précédemment réalisées par l'Independent Market Operator, notamment l'administration du tableau d'affichage du gaz (*Gas Bulletin Board*) et l'élaboration de l'état des perspectives relatives au gaz (*Gas Statement of Opportunities*) annuel, ont été transférées à l'AEMO. Les autres fonctions de l'Independent Market Operator ont été réattribuées à d'autres entités et, depuis le 1^{er} juillet 2017, l'Independent Market Operator ne réalise plus aucune fonction importante aux termes des règles du marché de l'électricité en gros et des règles d'information des services de gaz et devrait être aboli dès que possible.

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

En Australie, le sénat a récemment adopté des modifications au régime de cible d'énergie renouvelable (*Renewable Energy Target Scheme*) du pays. Le régime, initialement mis en œuvre en 2001, comportait trois objectifs : établir une cible obligatoire en matière d'énergie renouvelable devant être atteinte en 2020; offrir des incitatifs aux producteurs d'énergie renouvelable à grande échelle sous la forme d'un certificat de production à grande échelle pour chaque MWh produit; et exiger que les détaillants et les clients industriels de gros achètent des volumes précisés d'électricité auprès des fournisseurs d'énergie renouvelable à grande échelle, sous peine d'une amende de 65 \$ AU par MWh en cas d'insuffisance. Les

modifications ont réduit les cibles annuelles en matière de production d'électricité à grande échelle à partir d'énergie renouvelable, qui sont passées de 41 000 GWh en 2020 à 33 000 GWh en 2020, lesquelles seront maintenues à ce niveau jusqu'en 2030. Ces nouvelles cibles devraient exiger l'installation d'une nouvelle capacité de production additionnelle de 5 000 MW à 6 000 MW qui s'ajoutera à la capacité d'un peu plus de 4 000 MW déjà en place. Étant donné que les actifs australiens sont entièrement visés par des contrats, ces modifications ne devraient pas avoir une incidence importante.

FACTEURS DE RISQUE

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

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

Risques liés à nos activités d'exploitation et à nos activités d'exploitation commerciale

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

Les produits des activités ordinaires dégagés par nos centrales électriques dépendent du volume d'électricité et de la disponibilité de l'électricité qu'elles produisent. La capacité de nos centrales électriques de produire le volume prévu d'électricité détermine largement le montant des produits des activités ordinaires que nous réaliserons. Différents facteurs, dont une panne de matériel attribuable, entre autres, à l'usure, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, une réaction tardive aux défaillances provoquées par un mauvais rendement des systèmes de surveillance, les fluctuations du vent et des débits d'eau, ainsi que des actes de vandalisme ou le vol pourraient avoir un effet défavorable important sur le volume d'électricité produit et, par ricochet, les produits des activités ordinaires et les liquidités disponibles pour le versement de dividendes et de distributions. Des arrêts imprévus ou des temps d'arrêt prolongés à des fins d'entretien et de réparation augmentent habituellement les charges opérationnelles et frais d'entretien et réduisent les produits des activités ordinaires en raison de la baisse des ventes d'électricité. Même si nos centrales sont généralement exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit que cela se poursuivra. Si le matériel d'une centrale exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, nos activités, nos résultats opérationnels, notre situation financière ou nos perspectives pourraient être touchés de manière défavorable.

Rien ne garantit que notre programme d'entretien pourra détecter les pannes potentielles de nos centrales avant qu'elles ne surviennent ou éliminer tous les effets défavorables en cas de panne. De plus, des perturbations liées aux conditions météorologiques, des arrêts de travail et d'autres problèmes imprévus pourraient perturber l'exploitation et l'entretien des centrales et avoir un effet important et défavorable sur la Société.

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 opérationnels, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir la perte de produits des activités ordinaires ou les hausses de frais et les pénalités qui pourraient être imposées si nos centrales ne sont pas exploitées à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente.

Nous pourrions ne pas répondre aux attentes financières.

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

Bien que nous établissions nos prévisions de charges opérationnelles en partie en fonction des produits des activités ordinaires futurs que nous prévoyons dégager, 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 les charges opérationnelles de manière proportionnelle pour ce trimestre, ce qui aura une incidence défavorable sur nos résultats opérationnels pour ce trimestre.

Nous sommes partie à d'importants contrats conclus avec des tiers et tout manquement de leur part de s'acquitter de leurs obligations contractuelles pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous vendons la majorité de notre électricité et, dans certains cas, nos crédits d'énergie renouvelable, à des tiers aux termes de CAÉ à long terme. Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs de l'électricité aux termes de ces CAÉ ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre du CAÉ visé, ou s'il refuse d'accepter la livraison d'électricité aux termes du CAÉ en question, nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie pourraient subir une incidence importante et défavorable, puisque nous pourrions être dans l'impossibilité de remplacer le contrat par un contrat comportant des modalités équivalentes. Voir « *Développement général de l'activité – 2017 – État des activités commerciales à la centrale électrique de South Hedland* » dans la présente notice annuelle.

Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient compromettre la capacité de certaines contreparties aux CAÉ ou de certains clients finaux à payer pour l'électricité reçue. De plus, nous avons signé et continuerons de signer des contrats avec des tiers portant sur des matériaux et du matériel qui exigent souvent le versement d'un acompte avant que la livraison du matériel puisse avoir lieu, ainsi que d'autres biens et services. Si un ou plusieurs de ces tiers étaient incapables de respecter leurs obligations aux termes des contrats, cette situation pourrait occasionner une perte de revenus, un retard dans la remise en service du matériel et une augmentation des charges opérationnelles.

Nous pourrions subir une perte de produits des activités ordinaires ou une augmentation des frais et des pénalités si nous ne parvenons pas à exploiter nos centrales au niveau nécessaire pour nous conformer à nos CAÉ.

La capacité de nos centrales de produire la quantité maximale d'électricité pouvant être vendue aux termes de nos CAÉ constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAÉ, si la centrale produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée, nous pourrions devoir payer des pénalités à l'acheteur concerné. Le paiement de ces pénalités pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires, notre rentabilité, nos dividendes et les liquidités disponibles pour le versement de distributions.

Nous sommes assujettis à une abondante réglementation gouvernementale, à des programmes incitatifs et à une surveillance dans un certain nombre de territoires, et ces facteurs peuvent se répercuter sur notre rendement financier, restreindre notre souplesse et, si nous ne respectons pas les critères qui y sont assortis, nous pourrions faire l'objet de mesures défavorables de la part des autorités de réglementation.

Le marché de notre production d'électricité est fortement influencé par les règlements et les politiques des gouvernements canadien, australien et américain. Bon nombre de ces règlements et politiques ont été conçus pour favoriser le développement d'énergies renouvelables, la fixation d'un prix pour l'électricité et l'interconnexion.

Notre incapacité à prévoir ou à influencer les projets de modification des lois ou des règlements ou à y réagir de façon appropriée, notamment l'incapacité d'obtenir les augmentations prévues ou convenues des taux tarifaires de l'électricité ou les rajustements de tarif afin de tenir compte de l'augmentation des frais, pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats opérationnels. De plus, des modifications apportées aux lois ou aux règlements ou des modifications apportées à l'application ou à l'interprétation des dispositions réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités (particulièrement là où les tarifs à long terme ou les CAÉ sont assujettis à l'examen ou à l'approbation des organismes de réglementation), dont les modifications suivantes, pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités : a) des modifications apportées aux taux des CAÉ applicables, notamment des changements quant au moment où les augmentations ou les baisses des taux des CAÉ sont apportées; b) des modifications défavorables apportées aux lois, aux règlements et aux politiques ainsi qu'à l'interprétation de ceux-ci; et c) d'autres changements portant sur les licences ou les permis qui ont une incidence sur notre capacité à exercer nos activités de façon ordonnée. L'une ou l'autre des situations susmentionnées

pourrait réduire les produits des activités ordinaires, augmenter les coûts ou réduire les marges des projets touchés, ce qui aurait une incidence défavorable sur nos résultats opérationnels.

Nous détenons des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de nos centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de notre entreprise. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Dans certains cas, ces permis pourraient devoir être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue des centrales et rien ne garantit que ces renouvellements seront obtenus. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si nous nous conformons à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'électricité futurs.

Nos activités sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement.

Nos activités sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement adoptés et administrés par les gouvernements fédéraux, provinciaux, étatiques et municipaux des territoires où nous exerçons nos activités. Généralement, ces lois et règlements visent notamment la qualité de l'air, l'utilisation de l'eau, la faune, la conservation des terres humides, la décontamination, les exigences relatives à l'élimination des déchets, la conservation des artefacts archéologiques, la conservation des espèces menacées et la limitation du bruit. L'omission de respecter les lois et les règlements applicables en matière d'environnement ou d'obtenir les permis environnementaux nécessaires en vertu de ces lois et règlements, ou de nous y conformer, pourrait donner lieu à l'imposition d'amendes ou d'autres sanctions contre nous. Les lois et règlements en matière d'environnement qui touchent la production et la distribution d'électricité sont complexes et ont tendance à être resserrés au fil du temps étant donné que les organismes de réglementation travaillent à minimiser les incidences des changements climatiques. Ces lois et règlements ont entraîné, et les lois et règlements proposés pourraient entraîner à l'avenir, des coûts supplémentaires rattachés à l'exploitation de nos centrales.

Une réaction négative du public ou d'une collectivité envers les centrales éoliennes, les centrales au gaz, les centrales hydroélectriques et les actifs d'infrastructure énergétique pourrait avoir une incidence défavorable sur nos projets.

Une réaction négative du public ou d'une collectivité envers les centrales éoliennes, les centrales au gaz, les centrales hydroélectriques et/ou les actifs d'infrastructure énergétique pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'exploiter nos centrales. Ce genre de réaction négative pourrait donner lieu à des défis, notamment sur les plans juridiques et des relations publiques, qui compromettraient notre capacité à atteindre nos cibles en matière d'aménagement et de construction, à commencer l'exploitation commerciale d'une centrale selon le calendrier prévu ou à générer des produits des activités ordinaires. Bien que, habituellement, l'opposition publique se manifeste surtout à l'étape du développement des actifs liés à l'énergie renouvelable, soit le moment où le public a la possibilité de formuler des commentaires et d'interjeter appel relativement à l'octroi de permis réglementaires, une opposition continue pourrait avoir une incidence sur les activités. Une opposition plus vive à nos demandes de permis ou l'accueil favorable des contestations des permis qui nous sont accordés, ou des appels à l'égard de ceux-ci, pourraient avoir un effet défavorable important sur nos projets. Les exigences légales, l'évolution des connaissances scientifiques et les plaintes provenant du public en ce qui a trait notamment au bruit généré par les éoliennes pourraient avoir, ultérieurement, une incidence sur l'exploitation de certains de nos actifs liés à l'énergie renouvelable. En outre, la production de gaz pourrait susciter des opinions défavorables puisque les changements climatiques deviennent une préoccupation de plus en plus importante pour nos parties prenantes.

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

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation des marchés pourrait avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, les produits des activités ordinaires, les charges opérationnelles, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, la valeur de réalisation nette des immobilisations corporelles, les résultats des mesures de financement, le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous avons recours à certains partenaires qui peuvent avoir des intérêts ou des objectifs qui entrent en conflit avec nos propres objectifs et cette divergence pourrait avoir un effet défavorable sur nos activités.

Nous avons conclu divers types d'arrangements avec des parties, des parties en coentreprise ou des parties prenantes issues des collectivités en vue de l'exploitation de nos centrales. Certaines de ces parties prenantes peuvent avoir ou développer des

intérêts ou des objectifs qui diffèrent de nos propres objectifs 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. Toute allégation selon laquelle ces processus de notification et de consultation n'auraient pas été dûment suivis pourrait avoir une incidence défavorable sur nos centrales ou sur nos activités.

Nous pourrions ne pas réussir à faire avancer des actions en justice ou ne pas avoir gain de cause dans la contestation d'actions en justice.

Dans le cours normal des affaires, nous pourrions devenir partie à des actions en justice. Rien ne garantit que nous saurons faire avancer des actions en justice ou aurons gain de cause dans ces actions et poursuites en justice ni qu'un jugement contre nous dans l'une de ces instances n'aura pas d'effet important et défavorable sur nous.

Nous pourrions être exposés aux risques liés à la réglementation associés au prix et à l'évaluation des caractéristiques environnementales.

La conjoncture des marchés peut limiter la mesure dans laquelle nous pouvons protéger des volumes suffisants de nos caractéristiques environnementales prévues, nous exposant ainsi au risque de chute du prix des caractéristiques environnementales. Le prix futur de ces caractéristiques est également soumis au risque lié au fait que l'évolution de la réglementation puisse avoir un effet défavorable sur les prix.

La réduction, l'élimination ou l'expiration des subventions gouvernementales et des incitatifs économiques pourrait avoir un effet défavorable sur nos perspectives de croissance.

Nous entendons profiter pleinement des politiques gouvernementales axées sur la promotion de la production d'énergie renouvelable et le rehaussement du potentiel économique des projets liés à l'énergie renouvelable. Les sources de production d'énergie renouvelable bénéficient actuellement de divers incitatifs qui prennent la forme de programmes de TRG, de rabais, de crédits d'impôt, de normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable (politique gouvernementale américaine servant à promouvoir l'adoption de l'énergie renouvelable en fixant un pourcentage d'énergie renouvelable à atteindre dans l'approvisionnement total en électricité d'un territoire donné) et d'autres incitatifs offerts sur les marchés auxquels nous participons ou comptons participer. L'abandon ou l'élimination graduelle de l'un ou l'autre de ces incitatifs pourrait avoir un effet défavorable sur nos produits des activités ordinaires ainsi que sur nos perspectives de croissance, car ces incitatifs accroissent la faisabilité économique du développement et de la construction d'installations de production d'énergie renouvelable.

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

Certaines de nos installations alimentées au gaz dépendent de tiers pour leur alimentation en combustible. Nous sommes donc soumis au risque lié à l'interruption de l'alimentation et à la volatilité des prix des combustibles, car les livraisons de combustible peuvent ne pas correspondre exactement à celles qui sont nécessaires à nos ventes d'énergie, en partie parce qu'il nous faut acheter d'avance nos stocks de combustible pour répondre à nos besoins de disponibilité et de déploiement. L'interruption des services de transport du combustible, qu'elle soit causée par des perturbations atmosphériques, des grèves, des lockouts, la détérioration d'écluses et de barrages ou d'autres événements, pourrait nuire à notre capacité de production d'électricité et à nos résultats d'exploitation.

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

Des augmentations imprévues dans la structure de nos coûts qui sont indépendantes de notre volonté pourraient avoir un effet défavorable important sur notre rendement financier. À titre d'exemple, ces coûts peuvent comprendre, entre autres choses, des augmentations imprévues des coûts engagés pour nous procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités d'entretien et le remplacement imprévu ou les coûts de réparation des composantes du matériel liés au mauvais rendement ou à la durabilité de ces composantes, qui serait inférieure aux prévisions.

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

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

Nos centrales et nos activités sont touchées par les effets de catastrophes naturelles et d'autres événements catastrophiques indépendants de notre volonté et ceux-ci pourraient avoir un effet défavorable important.

Nos centrales et nos activités sont exposées à des dommages et à des interruptions potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas et les tremblements de terre), d'autres activités sismiques, de pannes de matériel et d'autres événements similaires. Les changements climatiques peuvent augmenter la fréquence et la sévérité de ces événements météorologiques extrêmes. Rien ne garantit que si un tremblement de terre, un ouragan, une tornade, un tsunami, un typhon, un attentat terroriste, un acte de guerre ou une autre catastrophe naturelle, humaine ou technique se produisait, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures ne seraient pas perturbées. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos actifs de production d'énergie de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Nos actifs de production pourraient être exposés aux effets de conditions climatiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et humaines et à d'autres événements susceptibles d'être catastrophiques. La survenance d'un tel événement pourrait ne pas nous dispenser des obligations qui nous incombent aux termes de CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, le fait que bon nombre de nos centrales de production sont situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour réparer les dommages.

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

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

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

Nous vendons de l'électricité aux termes de CAÉ qui viennent à échéance à divers moments. À l'heure actuelle, nos CAÉ ont une durée résiduelle moyenne pondérée par capacité d'environ 12 ans et la première date d'expiration prévue vise un contrat qui expire en 2023. De plus, ces CAÉ peuvent être résiliés dans certaines circonstances, y compris par suite d'un cas de défaut de la part de la centrale, de son propriétaire ou de son exploitant. Lorsqu'un CAÉ expire ou est résilié, il est possible que le prix obtenu pour l'électricité produite par la centrale concernée aux termes de contrats de vente ultérieurs soit nettement moins élevé. Il est également possible que les CAÉ négociés après l'expiration des CAÉ initiaux ne soient pas disponibles à des prix qui permettent la poursuite de l'exploitation rentable de la centrale visée. Si tel était le cas, la centrale visée pourrait être contrainte de cesser d'exercer ses activités de façon permanente.

Notre technologie de communication et de surveillance et nos systèmes d'exploitation pourraient faire l'objet d'une panne ou d'une violation de la sécurité qui nous exposerait à des charges opérationnelles plus élevées ainsi qu'à d'autres obligations.

Nous avons recours à la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement les ordinateurs, les téléphones filaires et mobiles, les satellites et les réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment le vandalisme et le vol. Nos activités dépendent de notre capacité de protéger notre information et notre technologie d'exploitation contre des dommages découlant d'incendies, de pannes d'électricité, de pannes de télécommunications ou d'autres catastrophes semblables. Bien que nous ayons affecté des ressources en vue du maintien d'un niveau approprié de cybersécurité et utilisons la technologie de tiers pour améliorer notre protection contre les atteintes à la sécurité et les incidents cybernétiques, ces mesures peuvent ne pas être efficaces et notre technologie et infrastructure de l'information peut être vulnérable aux attaques perpétrées par des pirates informatiques ou aux violations causées par des erreurs ou des actes malveillants de la part d'employés ou d'autres perturbations. Les atteintes à la sécurité, incidents cybernétiques et autres perturbations de ce genre pourraient compromettre la sécurité de l'information stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Nous devons également protéger les infrastructures de nos installations de production contre les dommages matériels et les interruptions de service provenant de diverses causes. Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures conçus pour empêcher ou limiter l'effet d'une défaillance ou d'interruptions de nos centrales et de nos infrastructures connexes, rien ne garantit que ces mesures suffiront et que ces problèmes 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 nous fions à notre technologie de l'information pour le traitement, la transmission et le stockage des données électroniques, y compris l'information que nous utilisons pour exploiter nos actifs en toute sécurité. Des cyberattaques ou d'autres atteintes à la sécurité de notre réseau ou de nos systèmes informatiques pourraient causer des interruptions de nos activités. Les cyberpirates peuvent utiliser différentes techniques, allant de la manipulation des personnes à l'utilisation de logiciels et de matériel malveillants très avancés d'une manière isolée ou répandue. Certains cyberpirates ont recours à une combinaison de techniques en vue de se soustraire aux mesures de protection, telles que les pare-feu, les systèmes de prévention d'intrusions et les logiciels antivirus qui se trouvent dans nos systèmes et réseaux. Si elle réussit, une attaque menée contre nos systèmes, nos réseaux et notre infrastructure peut donner lieu à l'interception, à la destruction, à l'utilisation ou à la dissémination non autorisées de nos données et peut perturber nos activités.

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

Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel informatique, de pratiques, de sauvegardes de données et de méthodes conçus pour empêcher les atteintes à la sécurité de nos installations de production et de notre infrastructure ou pour

limiter l'effet de telles atteintes, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes et que de telles atteintes à la sécurité ne se produiront pas ou, si elles se produisent, que le problème sera corrigé adéquatement et en temps opportun. Nous surveillons de près les mesures à la fois de prévention et de détection qui sont prises pour gérer ces risques.

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

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

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

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

Nos centrales électriques peuvent également être touchées par des modifications apportées à la réglementation régissant le coût et les modalités d'utilisation des systèmes de transport et de distribution auxquels elles sont raccordées. Nos centrales électriques pourraient ne pas être en mesure d'obtenir à l'avenir l'accès à des 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 alors entreprises pour négocier ou renégocier les CAÉ 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.

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

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements entraînent des ruptures de barrage pouvant toucher nos centrales hydroélectriques et occasionner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public. Ces ruptures pourraient nous contraindre à engager des dépenses en capital et d'autres ressources considérables ou à verser d'importantes sommes en dommages-intérêts. Rien ne garantit que notre programme de sécurité des barrages permettra de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. Les conséquences des ruptures de barrage pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Nous tentons de gérer ce risque en suivant des procédures d'entretien préventif et en souscrivant des assurances; toutefois, si une rupture de barrage suffisamment importante se produisait, la protection d'assurance, si elle était disponible, pourrait ne pas être adéquate et nous pourrions subir un effet défavorable important.

Une augmentation importante des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pourrait avoir un effet défavorable important.

Nous sommes tenus de verser des redevances pour les droits relatifs à l'eau. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les autorités gouvernementales des territoires dans lesquels sont situés nos actifs hydroélectriques changent la façon dont elles réglementent l'approvisionnement en eau, cela pourrait nuire de façon importante à nos activités, à nos résultats opérationnels, à notre situation financière ou à nos perspectives.

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

L'exploitation de centrales hydroélectriques nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser 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.

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

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 des ressources éoliennes à nos centrales éoliennes peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle les données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos sites représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude des hypothèses à l'égard, notamment, du climat, de l'accumulation de glace sur les éoliennes et de leur encrassement, de l'accès aux sites, des pertes dues au sillage et des pertes de transmission et du cisaillement du vent; l'incidence éventuelle des variations topographiques; et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison. Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée peut réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui sont générées, et réduire nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

En raison de la nature de nos activités, notre résultat est sensible aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations de la température hivernale ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations de la température estivale 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. Les variations météorologiques pourraient subir les incidences des changements climatiques et entraîner une élévation soutenue des températures et en une augmentation des niveaux des océans, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos actifs de production.

Du givre peut s'accumuler sur les pales des éoliennes au cours des mois d'hiver. Cette accumulation dépend de différents facteurs, dont la température, l'humidité ambiante et le vent. L'accumulation de givre sur les pales des éoliennes peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques, pourrait causer davantage de temps d'arrêt de l'éolienne, ce qui pourrait avoir l'effet de réduire la durée de vie utile prévue de l'éolienne et les produits des activités ordinaires. Les froids extrêmes peuvent également avoir une incidence sur la capacité des éoliennes à fonctionner efficacement et cela pourrait faire en sorte que les éoliennes subissent plus de pannes et une réduction de la production. Nous employons des stratégies d'atténuation en vue de réduire l'incidence des épisodes de givre qui comprennent des fermetures proactives des turbines lorsqu'un épisode de givre est détecté.

Risques liés à la croissance de nos activités

Notre stratégie de croissance est axée sur l'acquisition et l'aménagement de centrales de production d'énergie renouvelable et de gaz naturel de haute qualité et d'autres actifs d'infrastructure visés par de nombreux contrats. Nous

pourrions faire face à une vive concurrence concernant l'acquisition ou l'aménagement de projets de production d'énergie renouvelable et de production au gaz naturel de haute qualité et pourrions être incapables de mener à bien et d'intégrer nos initiatives de croissance.

Notre stratégie de croissance consiste à acquérir ou à aménager des centrales de production d'énergie renouvelable et de production au gaz naturel de haute qualité et d'autres actifs d'infrastructure visés par de nombreux contrats qui génèrent des flux de trésorerie stables dans le but d'obtenir un rendement sur le capital investi. Cependant, rien ne garantit que nous réussissons à suivre cette stratégie. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des candidats attrayants pour de telles acquisitions ou de tels aménagements à l'avenir (que ce soit par l'intermédiaire de TransAlta ou autrement), de saisir les occasions de croissance qui augmentent le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer celles-ci à nos activités existantes. Nous estimons que nous ferons face à une vive concurrence relativement aux occasions de croissance et, dans la mesure où de telles occasions seront repérées, que nous pourrions ne pas être en mesure de saisir ces occasions de croissance en raison du manque de ressources financières.

Nous sommes en concurrence avec d'autres sociétés d'énergie renouvelable ainsi qu'avec des sociétés d'énergie traditionnelle qui pourraient avoir des ressources plus importantes, notamment financières, pour entreprendre de nouvelles activités. Nous sommes en concurrence avec d'autres sociétés d'énergie renouvelable, principalement à l'égard des occasions de croissance relativement à l'accès aux réseaux de transport et de distribution. Nous livrons également concurrence à d'autres sociétés d'énergie quant à la main-d'œuvre restreinte possédant la connaissance et l'expérience nécessaires dans le secteur. Si nous ne parvenons pas à l'emporter sur la concurrence, nos perspectives de croissance à long terme pourraient être assombries.

Toute occasion de croissance pourrait comporter des risques potentiels, dont une augmentation de la dette, l'incapacité à intégrer avec succès les activités, l'incapacité à conserver ou à obtenir des CAÉ et les taux relatifs aux programmes de TRG, l'interruption éventuelle de nos activités courantes, le détournement de l'attention de la direction des autres entreprises commerciales et la possibilité que les coûts à supporter soient plus élevés que prévu initialement ou, dans le cas d'une acquisition, que les coûts soient supérieurs à la valeur du projet acquis ou de la participation acquise. Il pourrait aussi y avoir des obligations dont nous n'avons pas connaissance ou que nous n'avons pu découvrir dans le cadre de notre contrôle préalable à la réalisation de l'opération relative à l'occasion de croissance et nous pourrions ne pas toucher d'indemnités payées par le vendeur à l'égard d'une partie ou de l'ensemble de ces obligations. De plus, nos obligations de financement relativement associées à l'occasion de croissance, y compris les frais d'acquisition, d'aménagement ou d'intégration, pourraient réduire les fonds disponibles en vue du versement de dividendes.

Nous avons besoin de pièces et de 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 l'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.

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

Nos projets de croissance et les acquisitions que nous entreprenons peuvent comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment 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 important et défavorable sur notre situation financière, nos résultats opérationnels et nos flux de trésorerie.

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

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

Nous pouvons rechercher des occasions de croissance dans de nouveaux marchés qui sont soumis à des lois ou à des règlements étrangers s'avérant plus onéreux que les lois et les règlements auxquels nous sommes actuellement assujettis.

Nous pouvons rechercher des occasions de croissance dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et organismes de réglementation étrangers ainsi qu'à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers peuvent ne pas prévoir le même type de certitude juridique et de droits, relativement à nos liens contractuels dans de tels pays, que ceux qui nous sont accordés actuellement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité de tirer des produits des activités ordinaires ou de faire valoir nos droits en lien avec nos activités à l'étranger. De plus, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter notre capacité de détenir une participation majoritaire dans certains projets de croissance, restreignant ainsi notre capacité de contrôler l'exploitation de tels 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 et 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.

Risques liés à nos relations avec TransAlta

TransAlta exerce une influence considérable sur nous et nous dépendons grandement de TransAlta, qui est notre gestionnaire. TransAlta n'est pas nécessairement tenue d'agir dans notre intérêt ou dans l'intérêt de nos actionnaires et sa responsabilité est limitée à certains égards.

TransAlta est notre actionnaire majoritaire en plus d'être responsable de la gestion et de l'exploitation de notre entreprise. En outre, TransAlta est en mesure de nommer des administrateurs au conseil et nous nous fions à TransAlta pour repérer les acquisitions et les occasions de croissance. Par conséquent, TransAlta est en mesure d'exercer une influence considérable sur nos activités, notre administration et notre croissance. Nous dépendons des services de gestion et d'administration fournis par TransAlta ou sous sa direction aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation. Le personnel et le personnel de soutien de TransAlta qui nous fournissent des services ne sont pas tenus d'avoir comme principale responsabilité notre gestion et notre administration ni d'agir exclusivement pour nous. Même si nous ne sommes pas satisfaits de la façon dont TransAlta fournit ses services aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, nous ne sommes pas habilités à remplacer TransAlta à titre de gestionnaire avant l'expiration de la durée initiale de 20 ans, à moins que i) la convention ne soit résiliée avec le consentement écrit de TransAlta et le nôtre ou ii) TransAlta ne détienne en propriété véritable directement ou indirectement moins de 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et que la convention de services de gestion et d'exploitation ne soit résiliée. Aux termes de la convention de gouvernance et de coopération, TransAlta n'est pas tenue d'attribuer, selon un seuil établi, des ressources consacrées à la recherche d'occasions de production d'énergie renouvelable pour nous ni n'est tenue de nous présenter des occasions particulières. Le défaut de gérer efficacement nos activités ou de mettre en œuvre notre stratégie de croissance pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

La convention de services de gestion et d'exploitation et la convention de gouvernance et de coopération avec TransAlta n'imposent aucune obligation à TransAlta d'agir dans notre intérêt, et il n'est pas interdit à TransAlta d'exercer d'autres activités commerciales pouvant concurrencer à nos activités. En outre, même si TransAlta et les membres de son groupe auront accès à des renseignements importants confidentiels au sujet de la Société et seront assujetties à des obligations de confidentialité à cet égard, la convention de services de gestion et d'exploitation ne renferme pas de dispositions générales en matière de confidentialité.

Nous pourrions ne pas réaliser les avantages que nous prévoyons tirer de notre relation avec TransAlta.

On prévoit que les liens que nous entretenons avec TransAlta seront un facteur important pour la croissance et la réussite de nos activités, mais rien ne garantit que nous serons en mesure de maintenir cette relation avec TransAlta ou de réaliser les avantages que nous prévoyons en tirer. Si nous n'étions pas en mesure de tirer profit de cette relation stratégique, notre croissance globale pourrait être touchée et notre rendement opérationnel et financier pourrait être inférieur aux attentes.

Le départ de certains ou de tous les employés clés de TransAlta pourrait nous empêcher d'atteindre nos objectifs.

Nous sommes tributaires de la diligence, des compétences ainsi que des relations d'affaires des employés de TransAlta, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils repèrent dans le cours normal de leurs activités. TransAlta a connu des départs d'employés clés dans le passé et pourrait encore en connaître à l'avenir, et nous ne pouvons pas prévoir l'incidence de ces départs sur notre capacité à atteindre nos objectifs. Le départ d'un nombre important d'employés clés de TransAlta, pour quelque raison que ce soit, ainsi que l'incapacité de nommer des remplaçants qualifiés et efficaces à la suite de ces départs pourraient avoir un effet défavorable important sur notre capacité à atteindre nos objectifs. La convention de gouvernance et de coopération ainsi que la convention de services de gestion et d'exploitation n'obligent pas TransAlta à maintenir l'emploi de ses employés ni à prendre les dispositions nécessaires pour que certains employés nous fournissent des services.

Le rôle et la propriété de TransAlta peuvent changer, ce qui pourrait provoquer de l'incertitude pour nous.

Aux termes de l'arrangement intervenu entre TransAlta et nous, TransAlta n'est pas tenue de maintenir un niveau de participation dans la Société. Par conséquent, TransAlta peut transférer sa participation dans la Société à un tiers, y compris dans le cadre d'une fusion ou d'un regroupement ou encore d'un transfert de la totalité ou de la quasi-totalité de ses actifs, sans le consentement de nos actionnaires. Nous ne pouvons prévoir avec certitude l'effet d'un transfert de ce genre sur le cours des actions ordinaires ou sur notre capacité de réunir des capitaux ou d'effectuer des investissements à l'avenir. Par conséquent, l'avenir de la Société pourrait être incertain, et nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels pourraient en souffrir.

Les intérêts de TransAlta et notre structure organisationnelle pourraient entraîner des conflits d'intérêts importants susceptibles d'être résolus d'une manière qui ne soit pas dans notre intérêt ou dans l'intérêt de nos actionnaires publics.

Notre structure de propriété et notre structure organisationnelle reposent sur un certain nombre de relations susceptibles de donner lieu à des conflits d'intérêts entre, d'une part, nous et nos actionnaires publics et, d'autre part, TransAlta. Dans certains cas, TransAlta peut avoir des intérêts divergents des nôtres et de ceux de nos actionnaires, notamment en ce qui concerne les types d'acquisitions réalisées, le moment et le montant des distributions versées par la Société, le réinvestissement des rendements dégagés par les activités, le recours à la dette dans le cadre des acquisitions et la nomination de conseillers et de fournisseurs de services externes. Voir la rubrique « *Contrats importants* ».

La responsabilité de TransAlta est limitée aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation et nous avons accepté d'indemniser cette dernière contre les réclamations auxquelles elle pourrait faire face dans le cadre de la prestation de services à notre endroit, ce qui pourrait l'amener à assumer de plus grands risques lors de la prise de décisions à l'égard de la Société que ceux qu'elle aurait assumés si elle s'était contentée d'agir uniquement pour son propre compte.

Aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, TransAlta n'assume aucune responsabilité autre que celle de fournir ou de prendre les dispositions nécessaires pour que soient fournis de bonne foi les services décrits dans la convention susmentionnée et ne sera pas responsable des mesures que nous prendrons en suivant ou en refusant de suivre ses conseils ou recommandations. De plus, aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, la responsabilité de TransAlta est limitée dans toute la mesure permise par la loi aux agissements de mauvaise foi, à la fraude ou à l'inconduite volontaire ou, dans le cas d'un acte criminel, aux gestes que l'on savait alors être illicites, sauf que TransAlta doit assumer les responsabilités découlant d'une faute lourde. En outre, nous avons accepté d'indemniser TransAlta, dans toute la mesure permise par la loi, contre les réclamations, les responsabilités, les pertes, les dommages, les coûts ou les frais engagés par une personne indemnisée ou qui sont imminents dans le cadre de notre exploitation, de nos placements et de nos activités, ou encore relativement à la convention de services de gestion et d'exploitation ou aux services fournis par TransAlta ou en

découlant, sauf dans la mesure où il a été déterminé que les réclamations, les responsabilités, les pertes, les dommages, les coûts ou les frais découlent de la conduite dont ces personnes sont tenues responsables, tel qu'il est décrit ci-dessus. Par suite de ces protections, TransAlta peut tolérer des risques plus grands dans le cadre de la prise de décisions que ceux qu'elle aurait tolérés autrement, y compris lorsqu'elle décide de recourir ou non à l'endettement dans le cadre d'acquisitions. Les arrangements d'indemnisation auxquels TransAlta sera partie pourraient également donner lieu à des réclamations pour indemnisation fondées en droit qui seraient défavorables pour nous et nos actionnaires.

Risques liés aux activités de comptabilité et de financement

Nous pourrions ne pas être en mesure de financer nos activités ou la croissance de nos activités.

La récupération des capitaux investis dans un projet de production d'énergie renouvelable se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par capitaux propres ou par titres d'emprunt, y compris en échange d'avantages fiscaux, ou sous la forme 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 à recueillir du financement, que ce soit pour toute l'entreprise ou pour une filiale en particulier (y compris un emprunt sans recours lié à un projet), de même que le coût de ces capitaux dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : a) la conjoncture économique et boursière en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs dans la Société et les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier et celui de nos filiales; 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 par emprunt de projets pourraient réduire le nombre de projets de production d'énergie renouvelable ou de production au gaz naturel que nous sommes en mesure de financer. Bien que la plupart de nos emprunts soient assortis de paiements d'intérêts à taux fixe, une augmentation des taux d'intérêt pourrait réduire notre rendement du capital investi. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires ou de les obtenir selon des modalités que nous jugerions acceptables, notamment pour ces raisons. Si nous devions ne pas être 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 réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales, ou encore contrevenir à nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

Nous pourrions ne pas être en mesure de refinancer nos dettes existantes ou de le faire selon des modalités comparables aux modalités existantes.

Nous devons refinancer certaines dettes au fur et à mesure qu'elles deviendront échues de temps à autre. Rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir du financement pour rembourser le capital de ces dettes et, si nous y parvenons, de le faire selon des modalités comparables aux modalités existantes ou des modalités que nous jugerons acceptables. Si nous contractons une nouvelle dette à des taux d'intérêt considérablement plus élevés ou selon des modalités de remboursement du capital plus punitives que celles de notre dette existante, il est probable que nos résultats financiers et nos liquidités disponibles à des fins de distribution en subissent les conséquences.

Nous pourrions être exposés à un risque de change.

Nous pouvons être exposés aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles sont libellés les achats auprès de fournisseurs étrangers ou par rapport aux investissements dans des actifs étrangers. À titre d'exemple, notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming nous expose aux fluctuations de la devise américaine et notre participation financière dans les actifs australiens nous expose aux fluctuations de la devise australienne. Les variations de la valeur de cette devise par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser nos flux de trésorerie ou la valeur de nos investissements étrangers. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture et à l'appariement des produits et des charges par monnaie au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque peuvent être déployés de manière efficace sur le plan des coûts ou qu'ils seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet sur nos activités.

Si les actifs d'un de nos projets subissaient une perte de valeur, des charges importantes aux résultats pourraient devoir être imputées.

Nous pourrions être tenus d'imputer des charges aux résultats si les actifs d'un de nos projets subissaient une perte de valeur. Une telle charge pourrait avoir une incidence importante sur notre situation financière et nos résultats opérationnels. Nous examinerons les actifs d'un projet afin de déterminer s'ils ont subi une perte de valeur si des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable pourrait ne pas être récupérée.

Les provisions pour impôts sur le revenu pourraient être insuffisantes.

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

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

Nous sommes assujettis à des incertitudes quant au moment où la Société deviendra assujettie à un impôt exigible.

L'horizon prévu dans lequel la Société devra payer de l'impôt pour l'année en cours est assujetti à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient amener cet horizon à survenir plus tôt que prévu actuellement. Plus particulièrement, notre horizon prévu quant à l'impôt exigible est assujetti aux risques liés à l'évolution de nos activités, de nos actifs, de la structure de notre entreprise ou de la législation ou de la réglementation fiscales ainsi que de leur interprétation. Si nous devenons assujettis à un impôt exigible plus tôt que prévu, notre trésorerie disponible à des fins de distribution et notre dividende pourraient diminuer, ce qui pourrait exercer un effet défavorable important sur la valeur de nos actions ordinaires.

Risques liés aux actions ordinaires et aux actions privilégiées reflet

Le cours des actions ordinaires pourrait être volatil.

Le cours des actions ordinaires peut être volatil et varier largement en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment les facteurs suivants : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats opérationnels; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou les évaluations du marché d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables à nous; d) la perte ou la démission de membres de la haute direction ou d'autres membres clés du personnel de la Société; 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 par nos concurrents, ou nous visant ou visant nos concurrents, qui se révèlent mal fondés; et g) les tendances, les préoccupations, les percées technologiques ou les développements concurrentiels, les modifications apportées à la réglementation et d'autres questions connexes dans le secteur de la production d'énergie renouvelable ou dans nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu au cours des dernières années d'importantes variations des prix et des volumes qui ont particulièrement touché les cours des titres de capitaux propres de sociétés et ces variations n'avaient, dans bien des cas, aucun lien avec le rendement opérationnel, la valeur de l'actif sous-jacent ou les perspectives de ces sociétés. Le cours des actions ordinaires peut donc chuter même si nos résultats opérationnels, la valeur de nos actifs sous-jacents et nos perspectives n'ont pas changé. De plus, ces facteurs, de même que d'autres facteurs connexes, peuvent entraîner des baisses

de valeur de l'actif qui peuvent donner lieu à des pertes de valeur. Certains investisseurs institutionnels peuvent fonder leur décision d'investissement sur une analyse de nos pratiques et de notre rendement en matière de protection de l'environnement, de gouvernance et de responsabilité sociale par rapport aux directives et aux critères d'investissement respectifs de ces institutions, et si nous ne respectons pas ces critères, ces institutions peuvent refuser d'investir ou investir de façon limitée dans les actions ordinaires, ce qui peut avoir un effet défavorable sur le cours des actions ordinaires.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes aux termes de notre politique en matière de dividendes n'est pas garanti et pourrait varier en fonction de notre rendement. Le conseil est investi du pouvoir discrétionnaire de fixer le montant des dividendes devant être déclarés et payés aux actionnaires. Nous pouvons modifier la politique en matière de dividendes à tout moment et le versement de dividendes dépendra notamment des résultats opérationnels, de la situation financière, des résultats actuels et prévisionnels futurs, des flux de trésorerie opérationnels, des besoins en liquidités, des occasions offertes sur le marché, de l'impôt sur le bénéfice, des investissements de maintien et de capital de croissance, des remboursements de dettes, des contraintes légales, réglementaires et contractuelles, des besoins en matière de fonds de roulement, de la législation fiscale et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court terme et à long terme peuvent faire en sorte qu'il nous soit interdit de payer des dividendes à un moment où un défaut ou un cas de défaut existe aux termes de cette dette, ou si le versement de dividendes entraînerait un défaut ou un cas de défaut.

Au fil du temps, nos besoins en capitaux et autres liquidités pourraient changer sensiblement par rapport à nos besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur l'opportunité de payer ou non des dividendes et sur le montant des dividendes que nous pourrions éventuellement payer. Si nous continuons de payer des dividendes au niveau actuel, nous pourrions ne pas conserver suffisamment de fonds pour financer des occasions de croissance, combler des besoins de trésorerie non prévus importants ou financer nos activités en cas de ralentissement important des affaires. Le conseil, sous réserve des conditions 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 des actions ordinaires, ou des deux, peut survenir si le conseil constitue d'importantes réserves qui réduisent le montant des dividendes mensuels payés ou si nous réduisons ou supprimons le versement de dividendes, ce qui peut donner lieu à des pertes pour les actionnaires.

Nous dépendons entièrement des activités de nos centrales pour disposer de liquidités. Le montant réel de l'encaisse disponible pour le versement de dividendes aux porteurs d'actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs propres à chacune de nos centrales, dont la force et la constance des ressources éoliennes à nos centrales éoliennes, la disponibilité des débits d'eau à l'égard des centrales hydroélectriques, le rendement de l'exploitation de nos centrales, la rentabilité, les variations des produits des activités ordinaires, les fluctuations du fonds de roulement, les niveaux de dépenses en immobilisations, les lois applicables, le respect des contrats et les restrictions contractuelles contenues dans les instruments régissant toute dette. Toute réduction du montant des liquidités disponibles aux fins de distribution provenant de nos centrales réduira le montant des liquidités disponibles aux fins du versement de dividendes aux porteurs d'actions ordinaires.

Le cours des actions ordinaires pourrait baisser en raison de l'émission éventuelle d'actions à d'autres fins.

Le conseil peut émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans le vote ni aucune autre formalité de la part de nos actionnaires, sous réserve des règles de la TSX ou de toute autre bourse de valeurs à la cote de laquelle nos titres peuvent être inscrits de temps à autre. Nous pourrions effectuer des acquisitions ou conclure des financements ou d'autres opérations comportant l'émission de titres. Si nous émettons d'autres actions, le pourcentage de participation des actionnaires existants sera réduit et dilué et le cours des actions ordinaires pourrait baisser.

Les droits de TransAlta aux termes de la convention de liquidités de l'investisseur pourraient avoir une incidence négative sur le cours de nos actions s'ils sont exercés.

TransAlta détient, directement ou indirectement, environ 64 % de nos actions ordinaires émises et en circulation. La convention de liquidités de l'investisseur prévoit des droits relatifs à la demande d'inscription en faveur de TransAlta qui lui permettent d'exiger que nous visions par voie de prospectus ou d'inscription, selon le cas, la totalité ou une partie des actions ordinaires détenues directement ou indirectement par TransAlta aux fins de placement au Canada. La convention de liquidités de l'investisseur confère également à TransAlta des droits accessoires, des droits d'entraînement ou des droits d'inscription. Si nous nous proposons d'effectuer un placement, pour notre propre compte ou pour le compte de tout autre porteur de nos

titres, TransAlta aura le droit de faire inclure un nombre précis de ses actions ordinaires dans le placement, sous réserve de certaines limites. Les ventes d'actions ordinaires appartenant directement ou indirectement à TransAlta aux termes de la convention de liquidités de l'investisseur ou autrement pourraient exercer une pression à la baisse sur le cours des actions ordinaires et nuire à notre capacité future de réunir des fonds en vendant nos titres de capitaux propres.

Dépendance à l'égard du rendement financier du parc éolien du Wyoming et des actifs australiens.

La valeur des actions ordinaires est tributaire, en partie, du rendement financier et de la rentabilité du parc éolien du Wyoming et des actifs australiens. Une baisse du rendement financier des actifs dans lesquels nous détenons une participation financière ou un changement défavorable touchant d'autres facteurs pourrait avoir une incidence défavorable sur nous et sur la valeur et le cours des actions ordinaires. En outre, le parc éolien du Wyoming et les actifs australiens sont susceptibles d'être assujettis aux obligations attribuées à TransAlta, même si ces obligations découlent de poursuites, de contrats ou de dettes qui ne sont pas liés ou autrement attribués à nous. En conséquence, le cours des actions ordinaires pourrait ne pas refléter notre rendement uniquement et pourrait refléter le rendement ou la situation financière de TransAlta dans son ensemble.

Nature des participations.

TransAlta, directement et indirectement par l'intermédiaire de TransAlta Power, TA Energy et TEC L.P., conserve le titre de propriétaire du parc éolien du Wyoming et des actifs australiens. Sauf comme il est expressément prévu dans les conventions d'investissement australien et dans les modalités des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming et des actions privilégiées reflète australiennes, nous ne détenons aucun droit à l'égard de ces actifs. Nous possédons plutôt des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming et des actions privilégiées reflète australiennes fournissant une participation financière dans les flux de trésorerie des actifs et fondée sur ceux-ci, correspondant en gros aux bénéfices distribuables nets sous-jacents de TEA et du parc éolien du Wyoming. Cela signifie que nous ne sommes pas en mesure d'aliéner le parc éolien du Wyoming ou les actifs australiens ni d'exercer d'autres droits de propriété à leur égard, ni n'avons la capacité de superviser ou de gérer directement la propriété et l'exploitation des actifs. Par conséquent, nos droits relativement aux actifs dans lesquels nous détenons une participation financière peuvent être d'une valeur inférieure pour nous comparativement à la valeur de la propriété directe des actifs australiens.

En cas de liquidation de TransAlta Power ou de TA Energy, nous aurons droit, à titre d'unique porteur des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming et des actions privilégiées reflète australiennes, à un montant correspondant à la juste valeur marchande des actifs respectifs conformément aux modalités des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming et des actions privilégiées reflète australiennes.

Fonds insuffisants pour verser les distributions

Les porteurs des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming et des actions privilégiées reflète australiennes ont le droit de recevoir des paiements de dividendes privilégiés en espèces réguliers. Rien ne garantit que le parc éolien du Wyoming et les actifs australiens généreront suffisamment de fonds pour le versement des dividendes payables par TA Energy et TransAlta Power à l'égard des actions privilégiées du parc éolien du Wyoming et des actions privilégiées reflète australiennes.

QUESTIONS LIÉES AU PERSONNEL ET À LA GOUVERNANCE

Les membres de la direction de TransAlta Renewables sont John Kousiniaris, président, Donald Tremblay, chef des finances, Aron Willis, vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable, Scott Jeffers, secrétaire, Todd Stack, directeur général et contrôleur, et Brent Ward, directeur général et trésorier. Les services de gestion et d'administration sont fournis par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation. Voir « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de services de gestion et d'exploitation* » et « *Développement général de l'activité – 2017 – Modifications du conseil d'administration et de la direction* » dans la présente notice annuelle. Nous ne comptons aucun employé travaillant directement pour nous.

Les employés de TransAlta qui nous fournissent des services généraux et administratifs aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation sont les personnes qui exécutaient auparavant des services analogues pour TransAlta lorsque cette dernière était propriétaire des actifs initiaux. Par conséquent, nous nous attendons à ce que TransAlta et nous réalisions certains

gains d'efficience sur les plans de la gestion, de l'administration et de l'exploitation et réduisons ainsi les charges globales associées à la gestion et à l'exploitation de l'entreprise de TransAlta Renewables. On prévoit que les connaissances et l'expertise de TransAlta en ce qui concerne notre base d'actifs contribuent à son exploitation et à son utilisation efficaces. Pendant plus d'un siècle, TransAlta a été un exploitant responsable et un membre à part entière de la collectivité au sein de laquelle ses employés travaillent et vivent. Les objectifs d'entreprise de TransAlta sont en cohérence avec les Objectifs de développement durable des NU et nous avons été reconnus par le CDP (auparavant appelé *Climate Disclosure Project*) à titre de chef de file du secteur en matière de gestion des changements climatiques. De plus, TransAlta a obtenu le niveau argent PAR (dans le cadre du programme *Progressive Aboriginal Relations*) par le Conseil canadien pour le commerce autochtone.

Convention de services de gestion et d'exploitation

Le 9 août 2013, nous avons conclu avec TransAlta la convention de services de gestion et d'exploitation aux termes de laquelle TransAlta nous fournit, à titre de fournisseur unique et exclusif, tous les services administratifs généraux pouvant être requis ou souhaitables aux fins de la gestion des activités de la Société.

Les services de gestion fournis par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation comprennent ce qui suit, sans s'y limiter : i) s'assurer que nous respectons nos obligations d'information continue et autres obligations aux termes des lois sur les valeurs mobilières canadiennes; ii) gérer nos activités de financement, d'emprunt et d'investissement; iii) préciser, mettre en œuvre et surveiller notre plan stratégique; iv) nous fournir des services de relations avec les investisseurs, y compris convoquer et tenir toutes les assemblées de nos actionnaires; v) calculer les dividendes à l'intention de nos actionnaires et en superviser le versement; vi) prendre toutes les mesures et s'acquitter de toutes les responsabilités qui sont requises relativement à l'acquisition et à l'aliénation de nos actifs et de nos biens; vii) fournir des services de comptabilité et de tenue de registres, y compris quant à la préparation de nos états financiers annuels et intermédiaires et quant à la préparation et au dépôt de toutes les déclarations de revenus; viii) fournir des services de technologie de l'information et donner accès à tout l'équipement de technologie de l'information pouvant être raisonnablement nécessaire; ix) gérer les litiges et autres services juridiques; x) fournir des services de gestion des risques; xi) fournir les locaux à bureaux, l'équipement et le personnel pouvant être raisonnablement nécessaires; xii) organiser la fourniture des services d'audit, des services juridiques et d'autres services professionnels et non professionnels fournis par des tiers; et xiii) fournir de manière générale tous les autres services pouvant être nécessaires, ou requis par nous, aux fins de la gestion et de l'administration de TransAlta Renewables.

Les services d'exploitation et d'entretien fournis par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation comprennent ce qui suit, sans s'y limiter : i) nous gérer et gérer chacune de nos filiales en exploitation (« entités en exploitation ») et faire en sorte que nous et chacune d'elles exécutions et réglions nos obligations ainsi que les leurs aux termes de tous les contrats importants; ii) fournir ou assurer des services d'exploitation, de gestion et d'entretien; iii) fournir des services d'approvisionnement et de logistique; iv) fournir des services d'ingénierie, des services techniques et des services d'évaluation; v) fournir des services en matière d'environnement, de santé et de sécurité; vi) assurer la formation adéquate du personnel et fournir l'équipement et les services nécessaires; vii) obtenir et maintenir l'ensemble des permis, des autorisations et des consentements nécessaires à l'exercice des activités des entités en exploitation; et viii) fournir de manière générale tous les autres services pouvant être nécessaires ou requis aux fins de l'exploitation et de l'entretien des actifs détenus par les entités en exploitation.

Aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, TransAlta s'est engagée : i) à exécuter tous les services aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation conformément aux lois applicables; ii) à respecter, à tous les égards importants, toutes les ententes conclues de temps à autre pour notre compte et en notre nom et à faire en sorte que celles-ci soient respectées et exécutées pour notre compte; et iii) à ne pas mélanger les fonds de TransAlta Renewables avec ceux d'une autre partie. Dans l'exercice de ses pouvoirs aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, TransAlta est tenue d'exercer les pouvoirs et de s'acquitter des responsabilités qui lui sont conférés aux termes de celle-ci avec intégrité, de bonne foi et au mieux des intérêts de la Société et, dans le cadre de celle-ci, d'exercer le même degré d'attention, de diligence et de compétence que celui qu'exercerait raisonnablement un gestionnaire prudent d'une société au Canada, ayant des responsabilités de nature semblable à celles qui sont prévues aux termes de la convention, dans des circonstances similaires. Il est interdit à TransAlta d'effectuer des opérations ou de s'engager à l'égard d'opérations qui, aux termes des lois applicables, ou en vertu des exigences de toute autre convention écrite entre la Société et TransAlta ou l'une de leurs filiales ou des membres de leur groupe respectif, exigent l'approbation de nos administrateurs indépendants ou de nos actionnaires, à moins que cette approbation ne soit obtenue au préalable.

TransAlta et son personnel ont l'obligation de consacrer autant de temps qu'il est raisonnablement nécessaire de le faire pour la bonne exécution des services de celle-ci aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation. Nous consentons expressément, dans la convention de services de gestion et d'exploitation, à ce que TransAlta et les membres de son groupe (autres que nous) ainsi que leurs membres de la direction, administrateurs et employés respectifs exercent des activités de quelque nature que ce soit, y compris celles qui peuvent entrer en concurrence ou en conflit avec nos activités et/ou nos intérêts; toutefois, en cas de conflit important entre nos intérêts et ceux de TransAlta, celle-ci est tenue de nous donner un avis écrit décrivant les caractéristiques de ce conflit, à la suite de quoi nos administrateurs indépendants doivent prendre toutes les mesures et les décisions relatives à la question qui s'imposent.

Relativement aux services fournis aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, nous payons à TransAlta les frais d'administration, qui visent à couvrir ses frais de gestion, d'administration, de comptabilité et de planification ainsi que ses autres frais généraux associés à la prestation des services à notre intention aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation. Les frais d'administration ont été fixés initialement à 10 000 000 \$ par année et sont rajustés annuellement en fonction des variations de l'IPC et des augmentations ou des diminutions de 5 % du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement découlant de l'acquisition ou de l'aliénation d'actifs. Les frais d'administration sont payables par versements trimestriels égaux. Le 6 janvier 2016, les frais d'administration ont été haussés d'environ 5 M\$ pour 2016, ce qui reflète l'incidence de l'acquisition de la participation financière dans les actifs canadiens et les rajustements liés à l'IPC. Au cours de 2017, nous avons versé à TransAlta des droits de développement de 1 000 000 \$ à la signature du contrat d'achat d'électricité avec Énergie Nouveau-Brunswick visant le projet Kent Hills 3. Nous verserons des droits supplémentaires de 2 000 000 \$ à TransAlta au moment où nous atteindrons la date d'exploitation commerciale de Kent Hills 3, au lieu du montant correspondant à l'augmentation annuelle de 5 % du BAIIA qui autrement aurait été versé aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation.

Les frais d'administration sont examinés périodiquement, mais en aucun cas moins d'une fois tous les cinq ans, afin de déterminer, de bonne foi, si un rajustement des frais d'administration est nécessaire pour tenir compte de l'évolution de la conjoncture économique, des exigences réglementaires et/ou de la réduction ou de l'augmentation, selon le cas, du temps, des efforts et des coûts associés à la gestion de notre actif.

En plus des frais d'administration, nous remboursons également à TransAlta tous les débours et les frais de tiers, y compris les salaires et les avantages associés à la gestion et à l'exploitation des actifs détenus par nos entités en exploitation qui ne sont pas couverts par les frais d'administration. Nous engageons directement tous les coûts associés à ce qui suit et en sommes responsables : i) les assurances; ii) la rémunération de nos administrateurs indépendants; iii) l'embauche directe de tiers experts chargés d'évaluer ou d'estimer une occasion de croissance; iv) les audits exécutés par des tiers et les services des conseillers juridiques; et v) tous les autres coûts associés au fait d'être un émetteur assujéti coté en bourse.

Le remboursement de frais à TransAlta ou aux membres de son groupe, y compris au moyen des frais d'administration, ne devrait pas donner lieu à un gain financier ou à une perte financière pour ceux-ci.

TransAlta, les membres de son groupe et les personnes ayant un lien avec elle, ainsi que chacun de leurs administrateurs, membres de la direction et employés respectifs, ne peuvent pas, directement ou indirectement, être tenus responsables ou imputables, à l'égard de TransAlta Renewables ou de l'un de nos actionnaires, des pertes ou des dommages se rapportant à l'exécution ou à l'inexécution de services de gestion (y compris toute erreur, notamment une erreur de jugement), à moins que cette perte ou ce dommage ne découle d'une fraude, d'un manquement volontaire ou d'une négligence grave de la part de la partie en cause.

TransAlta Renewables et TransAlta, ainsi que leurs administrateurs, membres de la direction et employés respectifs, sont indemnisés par l'autre partie dans certaines circonstances prévues aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation.

La convention de services de gestion et d'exploitation a une durée initiale de 20 ans; toutefois, elle sera automatiquement renouvelée pour des périodes successives de cinq ans après l'expiration de la durée initiale ou de toute période de renouvellement, à moins qu'elle ne soit résiliée par l'une des parties au moins 180 jours avant l'expiration de la durée initiale ou de toute période de renouvellement, selon le cas. La convention de services de gestion et d'exploitation peut être résiliée : a) du commun accord des parties; b) par TransAlta Renewables à la suite d'un manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta i) à la suite d'un manquement important de la part de TransAlta Renewables ou ii) à la suite d'un « changement de contrôle » de TransAlta Renewables, soit l'acquisition par une personne ou un groupe de personnes agissant conjointement et

de concert (sauf nous et les membres de notre groupe) de plus de 50 % des actions ordinaires émises et en circulation. De plus, la convention de services de gestion et d'exploitation peut être résiliée par TransAlta Renewables par un vote majoritaire de nos administrateurs indépendants en tout temps lorsque la participation directe et indirecte de TransAlta dans la Société descend sous la barre des 20 %.

Convention de gouvernance et de coopération

Le 9 août 2013, nous avons conclu la convention de gouvernance et de coopération avec TransAlta. Conformément à la convention de gouvernance et de coopération, TransAlta et nous avons convenu, entre autres choses, que TransAlta serait la structure principale par l'intermédiaire de laquelle TransAlta Renewables et les membres de notre groupe feraient l'acquisition et/ou le développement de projets dans le secteur de l'énergie renouvelable ou de la production au gaz naturel.

La convention de gouvernance et de coopération prévoit notamment que nous nous fierons à TransAlta pour i) déterminer les occasions d'acquisition et/ou de développement s'offrant à nous (« occasions »); ii) évaluer l'opportunité des occasions; iii) présenter au conseil, à des fins d'évaluation et d'approbation, les occasions qui nous conviennent et qui respectent nos objectifs stratégiques; et iv) saisir et mener à bien les occasions approuvées par le conseil. TransAlta et les membres de son groupe ne sont pas tenus de consacrer une quantité minimale de ressources à la recherche d'occasions de production d'énergie renouvelable ni de nous offrir des occasions particulières. L'approbation de toute occasion comprenant le transfert d'intérêts de TransAlta ou des personnes de son groupe à nous doit être soutenue et approuvée par la majorité des administrateurs indépendants au sein du conseil.

Le conseil est composé actuellement de six personnes, dont trois sont nommées par TransAlta et trois sont indépendantes (conformément au Règlement 52-110) et qui possèdent toutes des « compétences financières » au sens du Règlement 52-110 (sous réserve des dispenses prévues dans le Règlement 52-110). Voir « *Administrateurs et membres de la haute direction – Administrateurs* ». TransAlta a le droit de nommer la majorité des administrateurs de TransAlta Renewables tant que le pourcentage des actions ordinaires en circulation qu'elle détient directement ou indirectement à titre de propriétaire véritable n'est pas inférieur à 35 % des actions ordinaires émises et en circulation. Si le pourcentage des actions ordinaires en circulation que TransAlta détient directement ou indirectement à titre de propriétaire véritable est inférieur à 35 %, mais supérieur ou égal à 10 %, TransAlta a le droit de nommer un nombre proportionnel d'administrateurs de TransAlta Renewables (arrondi au nombre entier suivant) correspondant à la proportion des actions ordinaires en circulation que TransAlta détient directement ou indirectement à titre de propriétaire véritable. Enfin, sans égard au pourcentage des actions ordinaires en circulation que TransAlta détient directement ou indirectement à titre de propriétaire véritable, TransAlta aura le droit de nommer un administrateur au conseil de TransAlta Renewables tant que la convention de services de gestion et d'exploitation sera en vigueur. Les personnes désignées par TransAlta à titre de membres du conseil peuvent être des administrateurs, des membres de la direction ou des employés de TransAlta ou des membres de son groupe ou d'autres personnes, au gré de TransAlta. Les personnes désignées par TransAlta qui sont des administrateurs, des membres de la direction ou des employés de TransAlta ou des membres de son groupe n'ont droit à aucune rémunération de la part de TransAlta Renewables, sauf comme il est décrit dans les présentes. Sous réserve des exigences de la LCSA, TransAlta a le droit de désigner, à des fins de nomination ou d'élection au conseil, un administrateur remplaçant à l'égard de chaque administrateur de TransAlta qu'elle a désigné et qui cesse, pour quelque motif que ce soit, d'exercer ses fonctions d'administrateur, pourvu que TransAlta demeure, à ce moment-là, habile à désigner cet administrateur.

Dans toute la mesure permise par la loi, nous indemniserons chacun des administrateurs, des membres de la direction, des anciens administrateurs et des anciens membres de la direction de TransAlta Renewables, selon le cas, et chacune des personnes qui agissent ou ont agi à notre demande à titre d'administrateur ou de membre de la direction d'une autre personne, ou quiconque occupant des fonctions similaires auprès de celle-ci, ainsi que leurs héritiers et représentants successoraux, à l'égard de tous les coûts, frais et dépenses, y compris tout montant versé en règlement d'une poursuite ou d'un jugement, qu'ils auront raisonnablement engagés relativement à une poursuite civile, criminelle ou administrative, à une enquête ou à une autre procédure dans laquelle ils seront impliqués en raison de leur relation avec TransAlta Renewables ou avec cette autre personne, pourvu i) qu'ils aient agi avec intégrité et de bonne foi au mieux des intérêts de TransAlta Renewables ou de cette autre personne, selon le cas; et ii) que, dans le cas d'une poursuite ou d'une procédure criminelle ou administrative qui est mise à exécution par l'imposition d'une sanction pécuniaire, ils aient eu des motifs raisonnables de croire qu'ils agissaient de façon légale.

Aux termes de la convention de gouvernance et de coopération, la Société a également accordé à TransAlta certains droits de préemption lui permettant de participer aux futurs placements de titres effectués par la Société. Pourvu que TransAlta soit

propriétaire véritable directement ou indirectement d'au moins 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et sous réserve de certaines exceptions, si TransAlta Renewables propose d'émettre des actions ordinaires ou d'autres titres de capitaux propres (« titres offerts ») ou une option ou un autre droit permettant d'acquérir des titres offerts ou d'autres titres dont la conversion, l'exercice ou l'échange permet d'obtenir des titres offerts (« titres convertibles »), nous offrirons d'abord à TransAlta l'occasion de souscrire et d'acquérir le nombre de titres offerts ou de titres convertibles correspondant à la quote-part des actions ordinaires en circulation alors détenues par TransAlta ou le nombre inférieur que celle-ci pourra choisir de souscrire au prix de souscription déterminé par le conseil. Si des titres offerts ou des titres convertibles ne sont pas souscrits par TransAlta dans le délai applicable prévu dans la convention de gouvernance et de coopération, nous pourrions offrir à toute personne ces titres offerts ou titres convertibles non souscrits pendant la période de 90 jours qui suivra l'expiration de ce délai; toutefois, le prix auquel ces titres offerts ou titres convertibles seront émis ne devra pas être inférieur au prix de souscription offert à TransAlta et les modalités de paiement de ceux-ci ne devront pas être plus favorables à cette personne que celles qui étaient offertes à TransAlta. Le droit de préemption décrit ci-dessus s'appliquera également à tous les titres de créance ou titres convertibles en titres de créance que nous émettrons de sorte que TransAlta ait le droit de souscrire jusqu'à concurrence du pourcentage du capital global des titres de créance ou du nombre de titres convertibles en titres de créance devant être émis qui correspondra au pourcentage des actions ordinaires en circulation que TransAlta détient directement ou indirectement à titre de propriétaire véritable.

La convention de gouvernance et de coopération prévoit également que, dans les circonstances décrites dans la convention de gouvernance et de coopération, nous fournirons à TransAlta et au conseil d'administration de celle-ci certains renseignements financiers et d'autres renseignements et données relatifs à TransAlta Renewables et à ses activités, à ses biens, à sa situation financière, à ses résultats opérationnels et à ses perspectives dont TransAlta pourra avoir raisonnablement besoin pour s'acquitter de ses obligations d'information. De plus, nous sommes tenus : a) de maintenir des contrôles et des procédures efficaces en matière de communication de l'information et de respecter les lois sur les valeurs mobilières applicables d'une manière essentiellement conforme aux pratiques internes de TransAlta; b) de fournir des rapports financiers à TransAlta dans le cadre de chaque réunion du conseil d'administration de TransAlta et du comité d'audit de celle-ci; c) de préparer tous les renseignements financiers que nous devons fournir à TransAlta ou déposer auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, conformément aux mêmes principes comptables que ceux qu'applique TransAlta; d) de consulter TransAlta quant au moment de la publication d'indications financières sur TransAlta Renewables que nous avons l'intention de publier ou de rendre autrement publiques pour une période courante ou future et de donner à TransAlta l'occasion d'examiner les renseignements relatifs à TransAlta Renewables qu'elles contiennent et de formuler des commentaires à cet égard; et e) de collaborer pleinement avec TransAlta et de déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial pour faire en sorte que les auditeurs de TransAlta Renewables collaborent pleinement avec TransAlta dans la mesure où celle-ci le demande raisonnablement aux fins de la préparation des documents qu'elle dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables.

La convention de gouvernance et de coopération demeurera en vigueur jusqu'à a) la date à laquelle elle sera résiliée au moyen d'une entente écrite entre TransAlta et TransAlta Renewables ou, s'il s'agit d'une date antérieure, b) la date à laquelle i) TransAlta sera propriétaire véritable directement ou indirectement de moins de 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et ii) la convention de services de gestion et d'exploitation aura été résiliée conformément à ses modalités.

Convention de liquidités de l'investisseur

Le 9 août 2013, nous avons conclu la convention de liquidités de l'investisseur avec TransAlta, laquelle prévoit que TransAlta et tout cessionnaire direct ou indirect de celle-ci qui deviendra partie à la convention de liquidités de l'investisseur (individuellement, « porteur ») peuvent, en tout temps et de temps à autre, présenter une demande écrite à la Société afin que celle-ci dépose un prospectus dans un ou plusieurs territoires du Canada dans lesquels nous sommes alors un émetteur assujéti relativement au placement de la totalité ou d'une partie des actions ordinaires alors détenues par le porteur (« titres pouvant être inscrits »), sous réserve de certaines restrictions décrites ci-dessous (« demande d'inscription »). Lorsque nous recevons une demande d'inscription, nous serons tenus de déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial pour déposer un prospectus afin de permettre l'offre et la vente ou une autre aliénation ou un autre placement au Canada de la totalité ou d'une partie des actions ordinaires détenues, directement ou indirectement, par le porteur. Nous pouvons nous acquitter de cette obligation au moyen d'un prospectus préalable et de plusieurs suppléments de prospectus préalable et, à cet égard, chaque porteur convient de collaborer raisonnablement avec nous aux fins du dépôt du prospectus préalable.

Les droits relatifs à la demande d'inscription sont assujétiés à certaines restrictions, notamment les suivantes : a) sauf dans le cas d'un supplément de prospectus, nous ne sommes pas tenus de déposer de prospectus à l'égard d'une demande d'inscription dans

les 75 jours suivant la date de prise d'effet d'une demande d'inscription antérieure; ou b) nous ne sommes pas tenus de déposer de prospectus à l'égard d'une demande d'inscription, à moins que la requête ne vise un nombre de titres pouvant être inscrits ayant une valeur marchande d'au moins 50 000 000 \$ à la date de cette demande d'inscription. Lorsque la majorité des membres du conseil indépendants déterminera de bonne foi et raisonnablement qu'une demande d'inscription ne devrait pas être faite ou poursuivie parce qu'elle aurait un effet défavorable important sur une acquisition, une fusion, une restructuration du capital, un regroupement, une réorganisation ou une opération similaire d'importance en cours ou proposé, ou sur des négociations, des discussions ou des propositions en cours s'y rapportant ou exigerait la communication de renseignements non publics importants qui, selon le jugement de bonne foi de la majorité des membres du conseil indépendants, auraient un effet défavorable important sur la Société et ses filiales prises dans leur ensemble ou sur la Société ou l'une de ses filiales importantes (« raison commerciale valide »), alors, i) nous aurons le droit de reporter le dépôt d'un prospectus (ou d'un supplément de prospectus, selon le cas) tant qu'existera cette raison commerciale valide, pourvu qu'un tel report ne se prolonge pas au-delà de 90 jours après la réception de la demande d'inscription et que nous n'exercions pas ce droit plus d'une fois par période de 12 mois; ii) nous pourrons faire en sorte que le dépôt d'un prospectus (ou d'un supplément de prospectus, selon le cas) effectué conformément à une demande d'inscription soit révoqué ou la majorité des membres du conseil indépendants, selon le cas, pourra reporter la modification ou le dépôt du supplément d'un prospectus précédemment déposé à la suite d'une demande d'inscription tant qu'existera cette raison commerciale valide, pourvu que cette révocation ou ce report ne se prolonge pas au-delà de 90 jours et que nous n'exercions pas ce droit plus d'une fois par période de 12 mois; et iii) nous donnerons un avis écrit de notre décision de reporter le dépôt d'un prospectus (ou d'un supplément de prospectus, selon le cas), d'en reporter la modification ou d'en révoquer le dépôt et du fait que la raison commerciale valide justifiant ce report ou cette révocation n'existe plus, dans chaque cas sans délai après leur survenance. Si nous reportons ou révoquons le dépôt d'un prospectus et que le porteur, dans les 30 jours suivant la réception d'un avis de report ou de révocation de la part de la Société, nous avise par écrit qu'il a décidé de retirer cette demande d'inscription, alors cette demande d'inscription et la requête s'y rapportant seront réputées retirées et la requête sera réputée ne pas avoir été présentée aux fins de déterminer si ce porteur a exercé le droit relatif à la demande d'inscription qui lui est conféré.

Si, à quelque moment que ce soit, nous proposons de déposer un prospectus provisoire relativement au placement d'actions ordinaires auprès du public, nous donnerons alors rapidement un avis du placement proposé à chaque porteur, avis aux termes duquel nous lui donnerons la possibilité de faire autoriser le placement du nombre de titres pouvant être inscrits que ce porteur pourra demander. Nous déploierons des efforts raisonnables sur le plan commercial afin que ce prospectus inclue les titres pouvant être inscrits que ce porteur pourra demander (« inscription d'entraînement »), à moins que notre preneur ferme ou notre placeur pour compte ne détermine, en agissant raisonnablement, que l'inclusion de ces titres pouvant être inscrits dans le placement nuirait au placement de la Société.

Dans le cas d'un prospectus déposé relativement à une demande d'inscription, le porteur paiera tous les frais applicables se rapportant à notre exécution ou à notre respect des modalités de la demande d'inscription qui sont habituellement payés par les émetteurs ou les vendeurs de titres, sauf les droits d'inscription aux bourses de valeurs et les honoraires et débours des conseillers juridiques de la Société, lesquels seront à notre charge. En cas d'inscription d'entraînement ou de participation de notre part à une demande d'inscription, ces frais seront répartis entre le ou les porteurs, selon le cas, et nous d'une manière équitable eu égard à la proportion que représentera le nombre d'actions ordinaires vendues par chacun par rapport au nombre total d'actions ordinaires vendues aux termes du prospectus.

Tous les escomptes et commissions de prise ferme, les droits de mutation attribuables à la vente de titres pouvant être inscrits et les débours des preneurs fermes se rapportant à chaque prospectus déposé relativement à une demande d'inscription ou à une inscription d'entraînement, à l'exception des frais décrits dans le paragraphe précédent, seront à la charge du ou des porteurs, selon le cas, et de tous les autres vendeurs participants (y compris la Société, s'il y a lieu) dans la même proportion que celle que représente le nombre d'actions ordinaires vendues par chacun par rapport au nombre total d'actions ordinaires vendues aux termes du prospectus.

La convention de liquidités de l'investisseur demeurera en vigueur jusqu'à la date à laquelle a) il n'y aura plus de titres pouvant être inscrits en circulation; b) les porteurs, collectivement, seront propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 10 % ou moins des actions ordinaires émises et en circulation; ou c) la convention de liquidités de l'investisseur sera résiliée au moyen d'une entente écrite entre toutes les personnes qui, au moment de la résiliation de cette convention, seront les porteurs de tous les titres pouvant être inscrits, selon la première de ces dates à tomber.

STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS

Généralités

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions de catégorie B et d'un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries (« actions privilégiées »). Au 22 février 2018, nous avons 250 512 210 actions ordinaires émises et en circulation, et aucune action de catégorie B ni aucune action privilégiée n'étaient émises et en circulation.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à une voix par action ordinaire aux assemblées des actionnaires de la Société, sauf celles auxquelles seuls les porteurs d'actions d'une autre catégorie ou série en particulier ont le droit de voter. Les porteurs d'actions ordinaires ne sont pas fondés à voter séparément, en tant que porteurs d'une catégorie, sur une proposition de modification des statuts de la Société prévue aux alinéas a), b) ou e) du paragraphe 176(1) de la LCSA.

Sous réserve des droits s'attachant aux actions privilégiées et aux autres actions de la Société ayant priorité par rapport aux actions ordinaires quant au versement de dividendes, les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes, à l'exclusion des autres actions de la Société, lorsque le conseil en déclare. Les porteurs des actions ordinaires ont également le droit de participer en toute égalité à toute répartition des actifs de la Société en cas de liquidation, de dissolution ou de faillite de la Société ou de toute autre répartition de ses actifs entre les actionnaires de la Société aux fins de la liquidation de ses affaires (un événement de ce genre étant appelé dans les présentes une « distribution »). Cette participation est assujettie aux droits dont disposent les porteurs des actions privilégiées et des autres actions de la Société ayant priorité sur les actions ordinaires quant au versement d'une distribution. Les actions ordinaires ne sont pas convertibles en actions d'une autre catégorie.

Actions de catégorie B

Les porteurs des actions de catégorie B auront le droit de recevoir l'avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires de la Société (y compris les assemblées des porteurs d'actions ordinaires), d'y assister et d'y voter, sauf les assemblées des porteurs d'actions privilégiées. Chaque action de catégorie B confèrera une voix. Les actions de catégorie B ne confèreront pas de droit aux dividendes.

En cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de la Société, ou de toute autre distribution de ses actifs entre ses actionnaires aux fins de la dissolution de ses affaires, les porteurs des actions de catégorie B, sous réserve des privilèges accordés aux porteurs des actions privilégiées et des autres actions de la Société de rang supérieur à celui des actions de catégorie B de temps à autre à l'égard du paiement lors d'une distribution, auront le droit de se partager de manière égale entre les porteurs d'actions de catégorie B et d'actions ordinaires, à raison de une action contre une action, les biens restants de la Société.

Les actions de catégorie B ont été converties en actions ordinaires en date de l'exploitation commerciale du projet South Hedland. Voir « *Développement général de l'activité – 2017 – Conversion des actions de catégorie B et augmentation du dividende* » dans la présente notice annuelle.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en séries et sont assorties des droits, restrictions, conditions et limitations que le conseil peut déterminer de temps à autre. Les porteurs d'actions privilégiées ne sont pas fondés à voter séparément, en tant que porteurs d'une série, sur une proposition de modification des statuts de la Société prévue aux alinéas a), b) ou e) du paragraphe 176(1) de la LCSA.

Sous réserve des droits des porteurs des autres actions de la Société ayant priorité sur les actions privilégiées quant au versement de dividendes, les porteurs des actions privilégiées ont le droit de recevoir le versement de dividendes, par préférence aux porteurs des actions ordinaires et des autres actions de rang inférieur à celui des actions privilégiées quant au versement de dividendes. Les porteurs des actions privilégiées ont le droit de se faire verser, proportionnellement avec les porteurs de toutes les autres séries d'actions privilégiées, le montant des dividendes accumulés, s'il en est, précisé comme étant payable en priorité

aux porteurs de ces séries. En cas de distribution, les porteurs de chaque série d'actions privilégiées ont le droit, par préférence aux porteurs d'actions ordinaires ou d'autres actions de la Société de rang inférieur à celui des actions privilégiées quant au versement d'une distribution, de se faire verser, proportionnellement avec les porteurs de toutes les autres séries d'actions privilégiées, le montant, s'il en est, précisé comme étant payable en priorité aux porteurs de ces séries en cas de distribution.

Dette de CHD

En février 2015, la Société et son partenaire ont émis des obligations garanties par leur centrale de Pingston détenue en copropriété. La part du produit brut revenant à CHD s'élevait à 45 M\$. Cette débenture porte intérêt au taux annuel de 2,95 %, les intérêts étant payables semestriellement et aucun remboursement de capital n'étant exigé avant l'échéance en mai 2023.

En octobre 2015, nous avons émis des obligations à amortissement de premier rang garanties par nos centrales éoliennes de Melancthon 1, de Melancthon 2 et de Wolfe Island pour un produit brut de 442 M\$. Les débentures portent intérêt au taux de 3,834 % par année; les intérêts étant payables et le capital étant remboursable semestriellement et l'échéance tombant en décembre 2028.

En juin 2016, NR Wind, filiale en propriété exclusive de CHD, a émis une obligation de 159 M\$ qui porte intérêt au taux de 3,963 %, le capital et les intérêts étant payables semestriellement sous forme de versements de capital et d'intérêts réunis jusqu'à l'échéance le 30 juin 2032. L'obligation est garantie par une charge de premier rang grevant tous les actifs de NR Wind.

En octobre 2017, Kent Hills Wind LP, une filiale en propriété conjointe de CHD et de Natural Forces Technologies Inc., a émis des obligations de 260 M\$ portant intérêt au taux de 4,454 %, dont le capital et l'intérêt sont payables trimestriellement sous forme de versements de capital et d'intérêts réunis jusqu'à l'échéance le 30 novembre 2033. Les obligations sont garanties par une charge de premier rang sur tous les actifs de Kent Hills Wind LP. CHD maintient une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP alors que Natural Forces Technologies Inc. maintient une participation de 17 % dans les actifs. Le produit tiré du financement a été employé aux fins du rachat anticipé de la totalité des débentures non garanties émises par CHD dont l'échéance était prévue en juin 2018.

Facilité de crédit consortiale

Le 24 juillet 2017, nous avons conclu une facilité de crédit consortiale nous donnant accès à une facilité de crédit consentie d'un montant de 500 M\$. L'entente est entièrement consentie pour une période de quatre ans et expirera en 2021. La facilité est assujettie à un certain nombre d'engagements et de clauses restrictives usuels afin de conserver l'accès aux fonds consentis. Cette facilité est à notre disposition aux fins des besoins généraux, y compris le financement des besoins courants en fonds de roulement, le financement du capital pour la construction et des occasions de croissance et le remboursement des dettes en cours. Un montant d'environ 404 M\$ est actuellement disponible. Parallèlement à la conclusion de la nouvelle entente de facilité de crédit, la facilité de crédit de fonds de roulement de 350 M\$ fournie par TransAlta a été résiliée.

Restrictions relatives à la dette

La facilité de crédit consortiale comprend des clauses restrictives imposant l'exigence que le produit en espèces reçu de la vente de certains actifs soit réinvesti dans des actifs semblables ou dans le remboursement de l'encours d'emprunts tirés sur la facilité et dans la réduction des prélèvements autorisés aux termes de la facilité du même montant. Les obligations du parc éolien Melancthon Wolfe Wind, de la centrale Pingston, des parcs éoliens NR Wind et Kent Hills Wind LP sont assujetties aux conditions financières usuelles et à des clauses restrictives qui limitent la capacité de la Société à accéder à des fonds générés par les activités d'exploitation de ses centrales. Si certains tests de distribution, effectués généralement une fois par trimestre, sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces restrictions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution.

NOTATIONS

TransAlta Renewables n'est pas notée. Toutefois, Melancthon Wolfe Wind LP a reçu une note de la part de Dominion Bond Rating Service Limited (« DBRS »). La note porte sur les obligations à amortissement de premier rang série 1 émises par

Melancthon Wolfe Wind LP. L'encours de la dette garantie de premier rang de Melancthon Wolfe Wind LP ne s'appuie que sur les actifs donnés en garantie et non sur les autres actifs appartenant à la Société.

Obligations à amortissement de premier rang série 1 de Melancthon Wolfe Wind LP

Au 31 décembre 2017, les obligations à amortissement de premier rang série 1 de Melancthon Wolfe Wind LP étaient notées BBB (stable) par DBRS. Les notes attribuées aux titres d'emprunt varient de AAA, soit la plus élevée, à D, soit la plus faible, dans le cas de DBRS.

Selon le système de notation de DBRS, la qualité du crédit des titres d'emprunt ayant reçu la note BBB est adéquate. La capacité de paiement des obligations financières est considérée comme acceptable, mais l'entité peut être vulnérable aux événements futurs. Les sous-catégories « haut » ou « bas » indiquent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation pour toutes les catégories de notation autres que AAA et D. DBRS attribue également une tendance « positive », « stable » ou « négative » à chacune de ses notes. La tendance de la note indique la direction dans laquelle DBRS considère que la note se dirige si les tendances actuelles se poursuivent, ou, dans certains cas, à moins que certains problèmes ne soient réglés.

Remarque au sujet des notes de crédit

L'information qui précède concernant la note de crédit de Melancthon Wolfe Wind LP est fournie car elle a un lien avec la dette de premier rang garantie par nos centrales éoliennes Melancthon 1 et 2 et Wolfe Island. Dans le cas i) d'une émission de toute obligation additionnelle garantie par nos centrales éoliennes Melancthon 1 et 2 et Wolfe Island aux termes de l'acte existant ou ii) de la vente, du transfert, de la location, du transport ou autrement de l'aliénation de la totalité ou la quasi-totalité de nos centrales éoliennes Melancthon 1 et 2 et Wolfe Island, une condition s'impose, à savoir que la note assignée aux obligations à amortissement de premier rang immédiatement avant cette mesure proposée ne fasse pas l'objet d'une réserve, qu'elle ne soit pas révisée à la baisse ou retirée comme conséquence de cette mesure proposée, notamment qu'il n'y ait pas de modification négative dans la tendance visant cette note conséquence de cette mesure proposée.

Les notes de crédit sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. La note que DBRS accorde aux titres en circulation de Melancthon Wolfe Wind LP ne constitue pas une recommandation d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres, car cette note n'est assortie d'aucun commentaire quant au cours ou quant à la convenance pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit que la note sera maintenue pendant une période donnée ni qu'une note ne sera pas révisée ou retirée par DBRS à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

Nous avons versé une rémunération à DBRS pour ses services de notation, mais n'avons pas versé de rémunération à d'autres agences de notation au cours des deux derniers exercices.

DIVIDENDES

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. À l'heure actuelle, aucune restriction ne nous empêche de verser des dividendes.

TransAlta Renewables a déclaré les dividendes suivants par action sur ses actions ordinaires en circulation :

Période	Date de versement du dividende	Dividende par action ordinaire
2015	30 janvier	0,06416 \$
	27 février	0,06416 \$
	31 mars	0,06416 \$
	30 avril	0,06416 \$
	29 mai	0,06416 \$
	30 juin	0,07000 \$
	31 juillet	0,07000 \$
	31 août	0,07000 \$
	30 septembre	0,07000 \$
	30 octobre	0,07000 \$
	30 novembre	0,07000 \$
	31 décembre	0,07000 \$

2016	29 janvier	0,07000 \$
	29 février	0,07333 \$ ¹
	31 mars	0,07333 \$
	29 avril	0,07333 \$
	31 mai	0,07333 \$
	30 juin	0,07333 \$
	29 juillet	0,07333 \$
	31 août	0,07333 \$
	30 septembre	0,07333 \$
	31 octobre	0,07333 \$
	30 novembre	0,07333 \$
	30 décembre	0,07333 \$
2017	31 janvier	0,07333 \$
	28 février	0,07333 \$
	31 mars	0,07333 \$
	28 avril	0,07333 \$
	31 mai	0,07333 \$
	30 juin	0,07333 \$
	31 juillet	0,07333 \$
	31 août	0,07333 \$
	29 septembre	0,07833 \$ ²
	31 octobre	0,07833 \$
	30 novembre	0,07833 \$
	29 décembre	0,07833 \$
2018	31 janvier	0,07833 \$
	28 février	0,07833 \$ ³
	29 mars	0,07833 \$ ³

Notes :

- 1) Le 18 novembre 2015, le conseil a déclaré des dividendes en espèces de 0,07 \$ par action ordinaire, payables le 29 février 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} février 2016. Le 6 janvier 2016, le conseil a augmenté le dividende déclaré auparavant et payable le 29 février 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} février 2016, pour le porter à 0,07333 \$ par action ordinaire.
- 2) Le 27 juillet 2017, le conseil a déclaré des dividendes et les augmentés à 0,07833 \$ par action ordinaire, payables le 29 septembre 2017, le 31 octobre 2017 et le 30 novembre 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} septembre 2017, le 2 octobre 2017 et le 1^{er} novembre 2017, respectivement.
- 3) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

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

Mois	Cours de l'action ordinaire (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2017</u>			
Janvier	15,04	14,17	4 170 015
Février	15,09	14,56	3 095 692
Mars	15,94	14,46	6 390 766
Avril	16,25	15,49	3 770 940
Mai	16,09	14,81	4 118 747
Juin	16,15	15,30	4 196 765
Juillet	15,74	14,33	6 234 675
Août	14,62	13,86	5 357 524
Septembre	14,55	13,56	6 958 529
Octobre	14,41	13,73	4 437 342
Novembre	13,96	13,00	6 634 508
Décembre	13,48	12,78	4 045 474
<u>2018</u>			
Janvier	13,50	12,20	8 711 949
Du 1 ^{er} au 21 février	12,36	11,51	4 636 720

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 22 février 2018 de même que leurs fonctions principales et leur occupation principale au cours des cinq dernières années sont indiqués ci-dessous. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-dessous. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta Renewables ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
David W. Drinkwater ² Ontario, Canada	2013	<p>M. Drinkwater est administrateur de sociétés. Auparavant, il a agi à titre de conseiller principal auprès de Rothschild Canada jusqu'au 31 décembre 2015. Avant d'occuper ce poste, M. Drinkwater a été président du conseil de Rothschild Canada du 15 avril 2009 au 1^{er} juillet 2013. Auparavant, il a été chef du contentieux de Corporation Nortel Networks du 19 décembre 2005 au 31 décembre 2008 et, à compter de cette date jusqu'au 31 mars 2009, conseiller principal. De mai 2007 à novembre 2007, il a aussi agi à titre de chef des services financiers par intérim de Corporation Nortel Networks. D'août 2004 à décembre 2005, il a agi à titre de consultant indépendant et d'administrateur de sociétés. D'avril 2003 à juillet 2004, M. Drinkwater a occupé les fonctions de vice-président directeur et chef des finances d'Ontario Power Generation Inc. De décembre 1998 à mars 2003, M. Drinkwater a été vice-président directeur, développement des affaires et affaires juridiques d'Ontario Power Generation.</p> <p>M. Drinkwater est titulaire d'une maîtrise en droit de la London School of Economics, d'un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie et d'un baccalauréat ès art en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario.</p> <p>M. Drinkwater est membre du comité d'audit.</p>
Brett M. Gellner Alberta, Canada	2013	<p>M. Gellner est l'ancien président de la Société. M. Gellner est également chef des placements de TransAlta et, à ce titre, il supervise les investissements stratégiques de l'entreprise, les fusions et acquisitions et les nouveaux projets. Avant d'occuper ces fonctions M. Gellner a été chef des finances de TransAlta de 2010 à 2014. Auparavant, M. Gellner a été vice-président, Activités commerciales et Fusions et acquisitions de TransAlta.</p> <p>Avant de se joindre à TransAlta, M. Gellner a passé 12 ans dans le domaine des banques d'investissement, s'occupant des secteurs de l'énergie, des pipelines, du secteur intermédiaire et des produits forestiers.</p> <p>M. Gellner est titulaire d'une maîtrise en économie de l'Université de l'Alberta et il est analyste financier agréé. Il a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard.</p>
Allen R. Hagerman ² Alberta, Canada	2013	<p>M. Hagerman est administrateur de sociétés. Avant le 31 décembre 2014, il était vice-président directeur de Canadian Oil Sands Limited, entreprise d'extraction minière et d'affinement de sables pétroliers. Avant 2007, M. Hagerman était chef des finances de Canadian Oil Sands Limited. M. Hagerman est actuellement administrateur et président du comité d'audit de Precision Drilling Corporation. M. Hagerman est également administrateur et membre du comité</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Kathryn A. B. McQuade ² Nevada, États-Unis	2013	<p>d'audit de Tervita Corporation. Il est aussi ancien président de la section de Calgary du Financial Executives Institute ainsi qu'ancien président du conseil de l'Alberta Children's Hospital Foundation. Il a déjà agi à titre d'administrateur principal de Capital Power Income L.P., d'administrateur de Syncrude Canada Ltd., d'administrateur de l'Université de Calgary et d'administrateur du Calgary Exhibition and Stampede. Il est Fellow de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta, qui lui a décerné le prix Distinguished Service.</p> <p>M. Hagerman est comptable agréé et titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de l'Alberta et d'une maîtrise en administration des affaires de la Harvard Business School. Il est également titulaire de l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés et a siégé au comité de direction de la section de Calgary de l'IAS.</p> <p>M. Hagerman est président du conseil et est membre du comité d'audit.</p>
John Kousinioris ¹ Alberta, Canada	2017	<p>M^{me} McQuade est actuellement femme d'affaires indépendante et administratrice de la Kathryn B. McQuade Foundation. Elle a agi à titre de conseillère principale de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique du 1^{er} novembre 2012 au 15 mai 2013. Auparavant, elle a occupé les fonctions de chef des finances de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique du 4 septembre 2008 jusqu'à son départ à la retraite le 1^{er} novembre 2012. M^{me} McQuade s'est jointe à Chemin de fer Canadien Pacifique Limitée en juin 2007 à titre de vice-présidente directrice et chef de l'exploitation, avant quoi, elle agissait à titre de vice-présidente directrice, Planification et chef de l'information auprès de la Norfolk Southern Corporation, où elle a occupé pendant 27 ans des postes de direction clés en technologies de l'information, en planification stratégique et en finances, y compris ceux de vice-présidente, Audit interne et première vice-présidente, Finances. Elle est actuellement administratrice de l'Altria Group, Inc., société ouverte de fabrication de produits du tabac, où elle est membre du comité d'audit, du comité de rémunération et du comité des finances. Elle a également agi à titre d'administratrice de plusieurs sociétés fermées. Depuis octobre 2013, M^{me} McQuade est membre émérite du conseil des fiduciaires de la fondation du College of William & Mary. Elle a précédemment agi à titre d'administratrice de la Shenandoah Life Insurance Company, de la TTX Company, de la Consolidated Rail Corporation et de North West Upgrading Inc.</p> <p>M^{me} McQuade est comptable agréée et est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires et en comptabilité avec une mineure en mathématique du College of William & Mary, en Virginie. Elle a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard.</p> <p>M^{me} McQuade est présidente du comité d'audit.</p> <p>M. Kousinioris est le président de la Société. M. Kousinioris est également chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de TransAlta. Il est chargé de diriger les services juridiques, les relations gouvernementales, la conformité à la réglementation et les questions liées au secrétariat général de TransAlta. Avant de se joindre à TransAlta, M. Kousinioris était associé et cochef du service de droit des sociétés et de droit commercial du cabinet Bennett Jones LLP. Il compte plus de 25 ans d'expérience en droit des valeurs mobilières, en</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Paul H. E. Taylor Colombie-Britannique, Canada	2013	<p>fusions et acquisitions et en questions de gouvernance et a représenté des clients dans certaines des plus importantes opérations d'appels publics à l'épargne et de fusions au Canada. M. Kousiniaris est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Western Ontario, d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université York et d'un baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School à l'Université York.</p> <p>M. Taylor est directeur de Taylor Advisory Services, entreprise de services-conseils en gestion. Il a quitté en juillet 2016 le poste de président et chef de la direction du Western Financial Group, la plus importante société de courtage en assurance de l'ouest du Canada. Auparavant, il a été président, Activités américaines et vice-président à la direction, Activités houillères canadiennes situées en Alberta de TransAlta jusqu'au 31 mars 2014. Son rôle englobait également la direction des équipes du charbon commercial et de la durabilité au Canada et aux États-Unis. À la fin des années 1990, alors qu'il était vice-président principal, Stratégie de croissance de TransAlta, il a participé à la création de TransAlta Power, L.P. Son expérience dans le domaine de l'énergie comprend le poste qu'il a occupé à titre de président et chef de la direction du NaiKun Wind Energy Group, société de mise en valeur d'énergie éolienne en zone extracôtière.</p> <p>M. Taylor possède également une expérience considérable du secteur public, qui comprend notamment les postes de chef de cabinet du premier ministre de la Colombie-Britannique, de sous-ministre des Finances et de secrétaire du Trésor de la Colombie-Britannique, de président et chef de la direction d'Insurance Corporation of British Columbia et divers postes au sein du Trésor de l'Alberta.</p> <p>M. Taylor a siégé à des conseils d'administration dans les secteurs privé et public, notamment au sein du Western Financial Group, de la Western Life Assurance Company, de la Western Financial Insurance Company (PetSecure), du NaiKun Wind Energy Group, de BC Forestry Investment & Innovation, de TransAlta New Zealand, de TransAlta Power Ltd., du Conference Board du Canada et du World Wildlife Fund – Canada, et a été président du conseil de l'Insurance Corporation of British Columbia.</p>

Notes :

- 1) Les administrateurs suivants sont des résidents du Canada : David W. Drinkwater, Brett M. Gellner, Allen R. Hagerman, Paul H.E. Taylor et John Kousiniaris.
- 2) Administrateur indépendant.

RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS AU SUJET DES ADMINISTRATEURS ET DES MEMBRES DE LA DIRECTION

Conflits d'intérêts

Certains de nos administrateurs et de nos membres de la haute direction exercent, et sont susceptibles de continuer d'exercer, d'autres activités dans les secteurs où nous exploitons notre entreprise de temps à autre. La convention de services de gestion et d'exploitation n'interdit pas à TransAlta de faire concurrence à la Société et aux membres de son groupe, sauf lorsque de nouvelles activités dont l'exercice est proposé par TransAlta constitueraient, ou seraient raisonnablement susceptibles de constituer, un changement défavorable important visant les affaires financières de la Société, à moins que la Société n'ait refusé de s'engager dans ces activités et que celles-ci aient été entreprises par des tiers ou soient raisonnablement susceptibles de l'être.

La LCSA prévoit que lorsqu'un membre de la direction ou un administrateur est partie à un contrat ou à une opération d'importance, en cours ou projeté, ou est un administrateur ou un membre de la direction d'une personne qui est partie à un tel contrat ou à une telle opération ou possède un intérêt important dans une telle personne, ce membre de la direction ou cet administrateur doit divulguer la nature et l'étendue de son intérêt et s'abstenir de voter en vue d'approuver ce contrat ou cette opération, à moins de disposition contraire prévue dans la LCSA. Dans la mesure où un conflit d'intérêts surviendra, il sera réglé conformément aux dispositions de la LCSA.

Aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, s'il existe un conflit important entre les intérêts de TransAlta et ceux de la Société, TransAlta doit donner un avis écrit à celle-ci décrivant les particularités du conflit et les administrateurs indépendants de la Société ont la responsabilité de prendre les décisions se rapportant à la question. Les décisions prises par les administrateurs indépendants de la Société constituent les mesures prises par TransAlta Renewables.

La convention de services de gestion et d'exploitation prévoit également que TransAlta ne peut pas, sans obtenir au préalable l'approbation de la majorité des membres indépendants du conseil, i) aliéner un actif ou un équipement important qui est utilisé aux fins de l'exploitation ou du maintien des activités de la Société, sauf dans le cours normal des affaires ou comme il est prévu dans le plan de gestion annuel; ii) conclure des opérations pour le compte de la Société ou d'une personne membre de son groupe avec TransAlta ou une personne membre de son groupe, sauf en ce qui a trait à la délégation des responsabilités de TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation; ni iii) fournir un consentement ou une renonciation à des modalités ou à des conditions contractuelles en faveur ou au profit de TransAlta ou d'une personne membre de son groupe aux termes d'un contrat ou d'une entente entre TransAlta ou une personne membre de son groupe et la Société. De plus, TransAlta ne peut s'écarter sensiblement d'un plan de gestion annuel sans l'approbation préalable de la majorité des membres du conseil, à moins que cet écart ne soit nécessaire pour préserver la vie ou des biens ou minimiser les pertes financières que pourrait subir l'entreprise de la Société et que TransAlta ne dispose pas d'un délai raisonnable pour obtenir l'approbation écrite requise. Enfin, TransAlta ne peut conclure une opération ni s'engager à l'égard d'une opération qui exige l'approbation des administrateurs indépendants sans d'abord obtenir cette approbation.

À la date des présentes, la Société n'a connaissance d'aucun conflit d'intérêts important réel ou éventuel entre la Société et un administrateur ou un membre de la direction de celle-ci.

Prêts

La Société n'a connaissance d'aucune personne qui est un membre de la haute direction, un administrateur ou un employé de la Société, actuel ou ancien, et qui aurait un prêt en cours à la date des présentes (qu'il ait été ou non contracté relativement à l'achat de titres de la Société) dû i) à la Société ou ii) à une autre entité si ce prêt fait l'objet d'une garantie, d'une convention de soutien, d'une lettre de crédit ou d'un autre arrangement ou d'une autre entente similaire fourni par la Société.

Indemnisation et assurance

Conformément à la convention de services de gestion et d'exploitation, TransAlta a souscrit et maintient une assurance responsabilité à l'égard de ses administrateurs et de ses membres de la direction, ainsi que de ceux de ses filiales, dont la Société. Aucune réclamation n'a été présentée ni payée aux termes de cette assurance à ce jour.

La Société a conclu des conventions d'indemnisation avec ses administrateurs et ses membres de la direction. Ces conventions exigent que la Société tienne les bénéficiaires de ces conventions indemnes et à couvert, dans toute la mesure où la loi le permet, à l'égard de toute responsabilité pouvant découler de leurs services en tant qu'administrateurs et membres de la direction de la Société, pourvu que ces personnes aient agi avec intégrité et de bonne foi au mieux des intérêts de la Société et, en cas de poursuites criminelles ou administratives donnant lieu à des sanctions pécuniaires, que ces personnes n'aient eu aucun motif raisonnable de croire que leur conduite était illégale. Les conventions d'indemnisation stipulent également que la Société avancera le montant des frais liés à la contestation de ces poursuites aux bénéficiaires de ces conventions.

Membres de la direction

Le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la direction au 22 février 2018, le poste qu'ils occupent et les fonctions qu'ils exercent et les principaux postes qu'ils ont occupés au cours des cinq dernières années sont indiqués ci-dessous.

Nom	Principaux postes	Date de nomination	Résidence
John H. Kousinioris	M. Kousinioris est président de la Société depuis le 2 novembre 2017. Auparavant, M. Kousinioris était secrétaire de la Société. M. Kousinioris est aussi chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de TransAlta depuis octobre 2015. Auparavant, il était chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta depuis décembre 2012. Avant d'occuper ce poste, il était associé et codirecteur du groupe commercial des sociétés au sein de Bennett Jones LLP (cabinet d'avocats).	2 novembre 2017	Alberta, Canada
Scott Jeffers	M. Jeffers est secrétaire de la Société. M. Jeffers est également secrétaire adjoint de TransAlta. Avant de se joindre à TransAlta, M. Jeffers était avocat chez Bennett Jones LLP où il a pratiqué le droit des sociétés et le droit commercial axé sur les opérations sur le marché public, notamment le financement par titres d'emprunt et de capitaux propres et les fusions et acquisitions.	2 novembre 2017	Alberta, Canada
Todd J. Stack	M. Stack est directeur général et contrôleur de la Société ainsi que directeur général et contrôleur de TransAlta depuis le 1 ^{er} février 2017. Avant février 2017, M. Stack était directeur général et trésorier à la fois de la Société et de TransAlta. Avant octobre 2015, il était vice-président et trésorier de TransAlta. Avant novembre 2012, M. Stack était trésorier de TransAlta.	1 ^{er} février 2017	Alberta, Canada
Donald Tremblay	M. Tremblay est chef des finances de la Société et il est également chef des finances de TransAlta depuis mars 2014. Auparavant, il était vice-président à la direction de Brookfield Renewable Energy LP (société de services publics). Avant février 2011, il était vice-président à la direction et chef des finances d'Énergie renouvelable Brookfield Inc., gestionnaire du Fonds énergie renouvelable Brookfield.	14 septembre 2015	Alberta, Canada
Brent Ward	M. Ward est directeur général et trésorier de la Société. M. Ward est également directeur général et trésorier de TransAlta depuis le 24 avril 2017, avant quoi M. Ward était directeur, Finances et relations avec les investisseurs de TransAlta depuis 2013. Auparavant, M. Ward était directeur, Finances, de TransAlta depuis janvier 2012 et directeur, Activités de trésorerie de TransAlta depuis janvier 2011.	4 mai 2017	Alberta, Canada
Aron Willis	M. Willis est vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable de la Société. M. Willis a été un administrateur de la Société du 31 janvier 2017 au 2 novembre 2017. M. Willis est le vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable de TransAlta depuis janvier 2016. Auparavant, M. Willis était directeur général, Australie de TransAlta, responsable de la surveillance des activités en Australie, avant quoi il était vice-président, Australie de TransAlta jusqu'en septembre 2015. Avant cela, il était directeur national, Australie de TransAlta depuis juillet 2007.	1 ^{er} février 2017	Alberta, Canada

Actionnariat des administrateurs et des membres de la direction

Au 31 décembre 2017, les administrateurs et les membres de la direction de TransAlta Renewables, en tant que groupe, avaient la propriété véritable ou exerçaient une emprise, directement ou indirectement, sur moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation.

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

Sauf indication contraire dans les présentes, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de la Société, ni aucune personne ou société qui, directement ou indirectement, a la propriété véritable de plus de 10 % de nos actions ordinaires ou exerce une emprise sur celles-ci, ni aucune personne qui a des liens avec eux ou qui fait partie de leur groupe n'a ni n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération touchant TransAlta Renewables depuis la date de sa constitution ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous. Voir « *Développement général de l'activité* ».

PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Depuis la date de constitution, aucun de nos administrateurs et de nos membres de la haute direction ni aucune des personnes liées à ces administrateurs ou membres de la haute direction n'ont de dette envers la Société.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations

Hormis les exceptions notées ci-après, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de la Société n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'un autre émetteur qui, pendant que la personne exerçait cette fonction :

- i) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou encore d'une ordonnance qui lui refuse le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
- ii) a, après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou d'une ordonnance qui lui refuse 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 ces fonctions; ou
- iii) a, dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic être nommé pour détenir ses biens.

M. Drinkwater a été administrateur de Hollinger Inc. d'août 2005 à juin 2008. Il a accepté de se joindre au conseil d'administration de Hollinger Inc. à la demande d'un actionnaire afin de s'occuper de certaines inconduites de la direction. Le 1^{er} août 2007, Hollinger Inc. a obtenu du tribunal une ordonnance initiale lui octroyant une protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) et a fait une demande parallèle d'ordonnance complémentaire en vertu du chapitre 15 du *Bankruptcy Code* des États-Unis.

M. Drinkwater a été administrateur de Hollinger Inc. d'août 2005 à juin 2008. Hollinger Inc. a fait l'objet de plusieurs interdictions d'opérations émises entre 2004 et 2008 en raison de l'omission de déposer des états financiers en temps opportun, de sorte que M. Drinkwater a fait l'objet de certaines ordonnances d'interdiction d'opérations visant les membres de la direction en raison de sa nomination à titre d'administrateur. Les ordonnances d'interdiction d'opérations visant les membres de la direction ont été révoquées en avril 2007.

M. Drinkwater est devenu membre de la direction de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée le 19 décembre 2005. Le 14 janvier 2009, Corporation Nortel Networks, Corporation Nortel Networks Limitée et certaines autres filiales canadiennes ont amorcé des procédures de protection contre les créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). Certaines filiales américaines ont déposé des requêtes

volontaires aux États-Unis en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis et certaines filiales d'Europe, du Moyen-Orient et d'Afrique ont déposé des requêtes semblables en Europe et au Moyen-Orient. M. Drinkwater a démissionné de son poste d'administrateur de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée le 31 mars 2009.

M^{me} McQuade a été administratrice de la Shenandoah Life Insurance Corporation d'août 2006 à février 2009. En février 2009, la Shenandoah Life Insurance Corporation a été placée en réhabilitation et la State Corporation Commission du Commonwealth of Virginia a été nommée séquestre. En août 2009, la Shenandoah Life Insurance Corporation a été acquise par le Prosperity Life Insurance Group LLC, sous réserve de l'obtention de l'approbation de la State Corporation Commission de la Virginie. Le 24 juin 2011, le séquestre a produit une demande auprès de la State Corporation Commission de la Virginie afin d'obtenir une ordonnance définitive approuvant le plan de réhabilitation et l'acquisition du contrôle ainsi qu'une ordonnance définitive mettant fin à la réhabilitation. Après une audience, le plan a été approuvé le 20 octobre 2011 par la State Corporation Commission de la Virginie et, au cours d'une assemblée extraordinaire tenue le 15 décembre 2011, les titulaires de police ont appuyé le plan de conversion à la suite duquel la mise sous séquestre de la Shenandoah Life Insurance Corporation a pris fin et cette dernière est actuellement une filiale du Prosperity Life Insurance Group LLC.

Faillites personnelles

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

Amendes ou sanctions

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

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

CONTRATS IMPORTANTS

Les seuls contrats importants que la Société ou l'une de ses filiales a conclus depuis le 1^{er} janvier 2017 ou que l'une d'elles a conclus avant cette date, mais qui sont toujours en vigueur, à l'exception de ceux qui ont été conclus dans le cours normal des activités, sont les suivants :

- a) Convention de services de gestion et d'exploitation – voir « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de services de gestion et d'exploitation* ».
- b) Convention de gouvernance et de coopération – voir « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de gouvernance et de coopération* ».
- c) Convention de liquidités de l'investisseur – voir « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de liquidités de l'investisseur* ».
- d) Convention d'investissement – voir « *Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens – Convention d'investissement – actifs australiens* ».

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il pourrait arriver que des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de membres de la direction de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta Renewables. Rien ne saurait garantir que les occasions qui seront décelées par ces membres du conseil s'offriront à nous. Toutefois, nos politiques prévoient que chaque administrateur et chaque membre de la haute direction sont tenus de respecter les exigences en matière de divulgation de tout intérêt important prévues dans la LCSA. L'administrateur qui déclare avoir un intérêt important ne sera pas autorisé à voter sur une question s'y rapportant si celle-ci est soumise à un vote du conseil. En outre, l'administrateur ou le membre de la haute direction qui déclare avoir un intérêt important pourra être prié de se retirer de la réunion lorsqu'une telle question est abordée.

Aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, si les intérêts de TransAlta entrent en conflit important avec les intérêts de la Société, TransAlta donnera un avis écrit à la Société détaillant le conflit et il incombera aux administrateurs indépendants de la Société de prendre une décision relative au conflit. Les décisions arrêtées par les administrateurs indépendants de la Société constitueront les mesures prises par TransAlta Renewables.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

TransAlta Renewables est parfois désignée en tant que partie dans diverses réclamations et poursuites judiciaires dans le cours normal de ses activités. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris sa nature, la somme en litige ou réclamée et la disponibilité d'une couverture d'assurance. Il ne peut être certain qu'une réclamation donnée sera résolue en notre faveur ou que cette réclamation n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta Renewables.

Bien que nous ne participions pas directement au différend en cours avec FMG au sujet de la prétendue résiliation du CAÉ visant la centrale South Hedland, l'issue de ce litige pourrait avoir des répercussions sur les produits financiers que nous recevons en raison de notre participation financière dans les actifs australiens. En outre, FMG a retenu environ 43 M\$ AU en impôts applicables au rachat de la centrale électrique Solomon. TransAlta a intenté des procédures pour recouvrer cette portion d'impôts à payer auprès de FMG en signifiant à FMG et en déposant une demande introductive d'instance le 17 novembre 2017, et a aussi présenté une demande de jugement sommaire à l'égard de cette somme. L'audition est prévue le 23 mars 2018.

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 la Société. La Société de fiducie CST a changé sa dénomination sociale pour adopter celle de Société de fiducie AST (Canada) 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. Le 30 août 2013, la Société de fiducie CST, qui appartient au même groupe que la Société canadienne de transfert d'actions inc., a reçu l'autorisation fédérale de commencer à exercer l'activité qu'exerçaient auparavant la Société canadienne de transfert d'actions inc. et la Compagnie Trust CIBC Mellon. Les actions ordinaires de la Société sont transférables à Calgary et à Toronto.

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.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., notre auditeur, est indépendant au sens des règles de déontologie professionnelle des Chartered Professional Accountants of Alberta et a respecté les règles de la Securities and Exchange Commission sur l'indépendance des auditeurs.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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

De plus amples renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de nos titres et les titres autorisés aux fins d'émission aux termes des régimes de rémunération à base de titres de capitaux propres (le cas échéant), figurent dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction pour l'assemblée annuelle des actionnaires la plus récente comportant l'élection d'administrateurs et peuvent être consultés sous le profil de TransAlta Renewables sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date ainsi que dans le rapport de gestion connexe, chacun de ces documents étant intégré par renvoi dans la présente notice annuelle. Voir « *Documents intégrés par renvoi* ».

COMITÉ D'AUDIT

Mandat du comité d'audit

Le comité d'audit du conseil est composé de trois administrateurs, soit Kathryn A.B. McQuade (présidente), David W. Drinkwater et Allen R. Hagerman, tous des membres indépendants ayant des compétences financières au sens du Règlement 52-110. Chacun des membres du comité d'audit possède : i) la compréhension des principes comptables utilisés par la Société pour établir ses états financiers; ii) la capacité d'évaluer de manière générale l'application des principes comptables reliés à la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des provisions; iii) une expérience de l'établissement, de l'audit, de l'analyse ou de l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la Société, ou une expérience de supervision active d'une ou de plusieurs personnes physiques exerçant ces activités; et iv) la compréhension du contrôle interne et des procédures de communication de l'information financière. Le comité d'audit se réunit au moins une fois tous les trimestres financiers pour s'acquitter de son mandat.

Les responsabilités particulières du comité d'audit sont décrites dans la charte du comité d'audit, dont un exemplaire est joint à la présente notice annuelle en tant qu'annexe A. La principale fonction du comité d'audit consiste à aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant à la communication de l'information financière, aux contrôles internes et au processus d'identification et de gestion des risques de la Société.

Le comité d'audit est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe engagé pour établir ou remettre un rapport d'audit ou pour fournir d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation, y compris la résolution de désaccords entre l'auditeur externe et la direction. L'auditeur externe relève directement du comité d'audit. Le comité d'audit est également responsable de l'examen et de l'approbation des politiques d'embauche de la Société relativement aux associés et aux employés actuels et antérieurs de l'auditeur externe. De plus, il approuve au préalable tous les services non liés à l'audit qui sont fournis par l'auditeur externe.

Le comité d'audit est responsable de l'établissement et du maintien de procédures satisfaisantes concernant la réception, la conservation et le traitement des plaintes et la soumission confidentielle, sous le couvert de l'anonymat, par les employés de la Société, de questions touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit. Le comité d'audit rend des comptes au conseil et lui soumet, à chaque réunion régulière du conseil, un rapport décrivant les résultats des activités du comité d'audit et de tout examen qu'il a exécuté.

Charte du comité d'audit

La charte du comité d'audit est jointe en tant qu'annexe A.

Formation et expérience pertinentes des membres du comité d'audit

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

Nom du membre du comité d'audit	Formation et expérience pertinentes
Kathryn A.B McQuade	M ^{me} McQuade est comptable agréée et est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires en comptabilité avec une mineure en mathématique du College of William & Mary, en Virginie. Elle a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program à l'Université Harvard. M ^{me} McQuade a été chef des finances, chef de l'exploitation et chef de l'information de sociétés ouvertes.
David W. Drinkwater	M. Drinkwater est titulaire d'une maîtrise en droit de la London School of Economics, d'un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie et d'un baccalauréat en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario. M. Drinkwater a été chef des services financiers par intérim et chef des finances de sociétés ouvertes et, jusqu'à récemment, conseiller principal auprès d'un groupe de conseillers financiers mondial. De plus, M. Drinkwater a auparavant été membre du comité d'audit de Hollinger Inc.
Allen R. Hagerman	M. Hagerman est comptable agréé et titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de l'Alberta et d'une maîtrise en administration des affaires de la Harvard Business School. Il est titulaire également de l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés et est fellow de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta. M. Hagerman est également un ancien membre du Financial Executives Institute et ancien président de la section de Calgary de cet institut. M. Hagerman a été chef des finances d'un certain nombre de sociétés ouvertes et membre du conseil et président du comité d'audit d'une société ouverte et d'une société fermée.

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

Pour les exercices clos le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2016, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres de son groupe ont été de 796 010 \$ et de 498 848 \$, respectivement, et étaient répartis comme suit :

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

Exercice clos le 31 décembre	2017	2016
Honoraires d'audit	776 010	430 848 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	20 000	68 000 \$
Honoraires pour services fiscaux	0	0
Autres honoraires	0	0
Total	796 010	498 848 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2017 ou en 2016.

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

Honoraires d'audit

Les honoraires d'audit ont été versés pour les services professionnels fournis par l'auditeur dans le cadre de l'audit de nos états financiers annuels ou pour des services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation, y compris la traduction de l'anglais au français de nos états financiers et d'autres documents. Les honoraires d'audit totaux pour 2017 comprennent des paiements de 468 938 \$ se rapportant à 2016.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit en 2017 ont été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la conformité et à la présentation de l'information réglementaire et à divers conseils comptables fournis à la Société.

Honoraires pour services fiscaux

Aucuns.

Autres honoraires

Aucuns.

Politiques et procédures d’approbation préalable

Le comité d’audit a adopté une politique qui interdit à TransAlta, en qualité de gestionnaire de notre entreprise, de retenir les services de l’auditeur pour des catégories « interdites » de services non liés à l’audit. L’approbation préalable du comité d’audit doit être obtenue pour les catégories permises de services non liés à l’audit. Cette politique confère également au président du comité d’audit le pouvoir d’approuver ces services non liés à l’audit pendant le trimestre et de faire rapport de cette approbation au comité à sa prochaine réunion régulière. Le comité d’audit a aussi accordé à la direction le pouvoir d’approuver des services non liés à l’audit admissibles de valeur minime (totalisant au maximum 5 % des honoraires totaux payés à l’auditeur externe, soit 125 000 \$), à la condition que ces services soient déclarés au comité d’audit à sa prochaine réunion régulière.

ANNEXE A – CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT

TRANSALTA RENEWABLES INC. CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT

A. CRÉATION DU COMITÉ ET DES PROCÉDURES

1. Composition du comité

Le comité d'audit (« **comité** ») du conseil d'administration (« **conseil** ») de TransAlta Renewables Inc. (« **Société** ») se compose d'au moins trois administrateurs. Aucun membre du comité n'est un membre de la direction ou un employé de la Société ni de TransAlta Corporation (« **gestionnaire** »). Le comité doit respecter les exigences en matière d'indépendance et de compétence financière énoncées à la partie 3 du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (« **Règlement 52-110** ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. La décision quant à savoir si le comité et chaque membre de celui-ci respectent les exigences de la partie 3 du Règlement 52-110 et du présent paragraphe A.1 est prise par le conseil.

2. Nomination des membres du comité

Les membres du comité, qui sont choisis uniquement parmi ses membres indépendants, sont nommés de temps à autre par le conseil 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 qui survient à quelque moment que ce soit au sein du comité fait en sorte que le nombre de membres est inférieur à trois, le conseil doit prendre des mesures afin de pourvoir au poste vacant.

4. Président du comité

Le conseil doit nommer, parmi les membres du comité, un 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.

5. Secrétaire du comité

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

6. Réunions

Le président du comité peut convoquer une réunion du comité. Le comité doit se réunir au moins une fois par trimestre et à d'autres moments au cours de l'année s'il juge opportun de le faire. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peuvent convoquer une réunion extraordinaire du comité en tout temps. Le comité doit également tenir des séances à huis clos à la fin de chaque réunion tenue en personne et peut, à son gré, le faire à la fin de toute réunion, sans égard à la façon dont elle est tenue.

7. 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.

8. 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 validement convoquée. L'avis de convocation à toutes les réunions doit aussi être transmis aux auditeurs externe et interne.

9. Présence aux réunions

À l'invitation du président du comité, les autres membres du conseil et membres de la direction de la Société ou, s'il y a lieu, des membres de la direction ou des employés du gestionnaire, l'auditeur externe et d'autres experts ou consultants peuvent assister aux réunions du comité.

10. 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 à la prochaine réunion prévue du conseil.

11. Examen de la charte et évaluation du comité

Le comité doit évaluer son rendement et examiner et évaluer la pertinence de sa charte au moins une fois par année ou autrement, selon qu'il juge opportun de le faire, et, au besoin, proposer des modifications au conseil à des fins d'examen et d'approbation.

12. Experts externes et conseillers

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

B. FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DU PRÉSIDENT

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

Le président est responsable de ce qui suit :

1. S'assurer que le comité est dûment organisé de manière à fonctionner efficacement et à s'acquitter de ses obligations et responsabilités.
2. Établir la fréquence des réunions du comité, convoquer dûment ces réunions et confirmer qu'il y a quorum, au besoin.
3. Travailler avec la direction et le gestionnaire à la mise au point des ordres du jour et des documents connexes en vue des réunions.
4. Faire des suggestions et fournir une rétroaction à la direction et au gestionnaire au sujet de l'information qui est fournie au comité ou qui devrait l'être pour permettre à celui-ci de prendre des décisions éclairées lorsque des décisions doivent être prises.

5. Assumer la direction du comité et aider ce dernier à revoir et à contrôler ses responsabilités.
6. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.
7. Présider les réunions du comité.

C. MANDAT DU COMITÉ

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant : i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes établis par le gestionnaire; iii) à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par le gestionnaire et aux programmes établis par celui-ci en réponse à cette évaluation; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences légales et réglementaires à l'égard de la comptabilité et des finances; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au comité d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne, la direction et le gestionnaire de la Société.

Le comité exerce une fonction de surveillance. La direction et le gestionnaire sont responsables 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 et le gestionnaire sont également chargés de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et des procédures qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent des assurances raisonnables quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance véritable et efficace de manière à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le comité relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

D. FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DU COMITÉ

1. Audit et questions financières

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

- a) Le comité est directement responsable de la rémunération et de la surveillance de l'auditeur externe, y compris la désignation de l'auditeur externe du conseil pour qu'il soit nommé par les actionnaires à l'assemblée générale annuelle de la Société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :
 - i) examine l'expérience et les compétences du personnel-cadre de l'auditeur externe qui assure la prestation des services d'audit à la Société, de même que les procédures de contrôle de la qualité de l'auditeur externe, y compris l'obtention de la confirmation que l'auditeur externe respecte les exigences des autorités de réglementation;
 - ii) examine et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;
 - iii) examine et approuve le mode et le montant de la rémunération de l'auditeur externe et s'assure auprès du chef des finances de la Société que les fonds nécessaires au paiement de la rémunération de l'auditeur externe ont été prévus;
 - 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 l'indépendance de l'auditeur externe 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 et son scepticisme professionnel; C) l'évaluation de la communication et de l'interaction avec l'auditeur externe, y compris l'aspect de la qualité du service; et D) la recommandation au conseil de prendre les mesures appropriées à la suite du rapport de l'auditeur externe de manière à s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe;

- v) au cours de l'année qui précède un changement de l'associé responsable de la mission (ou de l'associé coordonnateur de l'audit) (ayant la responsabilité principale de l'audit) et, dans tous les cas, au moins tous les cinq ans, effectue un examen exhaustif de l'auditeur externe qui tient compte A) de l'incidence du mandat du cabinet d'audit sur la qualité de l'audit, des tendances du rendement du cabinet d'audit et de son expertise du secteur, des cas de menaces à l'indépendance et de l'efficacité des mesures de sécurité visant à atténuer ces menaces; B) du temps de réponse du cabinet d'audit aux changements dans les activités de l'entité et aux suggestions d'amélioration de la part des autorités de réglementation, du comité d'audit et/ou de la direction; et C) de l'uniformité et de la rigueur du scepticisme professionnel exercé par l'auditeur externe et de la qualité de l'équipe chargée de la mission et de ses communications ainsi qu'un examen des conclusions de l'inspection du Conseil canadien sur la reddition de comptes (« CCRC ») depuis l'examen exhaustif précédent et de la manière dont le cabinet d'audit a répondu à ces conclusions; à la suite de cet examen exhaustif, décide si la candidature du cabinet d'audit à titre d'auditeurs externes devrait être proposée par le conseil à des fins de nomination par les actionnaires à la prochaine assemblée générale annuelle de la Société;
- vi) informer l'auditeur externe et le gestionnaire que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa;
- vii) donner comme consigner à 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.

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

- a) Préapprouve la prestation de tous les services liés à l'audit, y compris tous les services non liés à l'audit non interdits devant être fournis par l'auditeur externe. Le président du comité peut approuver, entre les réunions, tous les services liés à l'audit, y compris tous les services non liés à l'audit non interdits devant être fournis par l'auditeur externe et doit faire rapport au comité, à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra, de l'exercice de ce pouvoir délégué;
- b) Examine avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe les documents et processus d'information financière de la Société dans le cadre de l'audit annuel et de la préparation des états financiers, notamment le plan d'audit annuel de l'auditeur externe, le jugement de l'auditeur externe quant à la qualité, et pas seulement quant à l'acceptabilité, et au caractère approprié des principes comptables de la Société tels qu'ils sont appliqués à son information financière et le caractère audacieux, prudent ou discrétionnaire des principes comptables et des estimations sous-jacentes de la Société adoptés;
- c) Examine avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe tous les états financiers et l'information financière et :
 - i) recommande au conseil, à des fins d'approbation, les états financiers annuels audités de la Société, y compris les notes y afférentes, et le rapport de gestion connexe;

- ii) examine les rapports ou avis à remettre s'y rapportant et fait rapport au conseil, au besoin;
 - iii) examine avec l'auditeur externe la collaboration qu'il a obtenue dans le cadre de son examen et de sa consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;
 - iv) discute avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe de toutes les opérations importantes qui ne font pas partie du cours normal des activités de la Société;
 - v) examine les méthodes suivies pour la formulation d'estimations comptables de nature délicate et le caractère raisonnable des estimations;
 - vi) examine avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe les changements touchant les principes, méthodes ou conventions comptables eu égard à leur applicabilité à l'entreprise et à leur incidence financière;
 - vii) examine avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe les autres traitements possibles de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur externe; et
 - viii) s'assure qu'il n'existe entre la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
- d) Examine avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe les états financiers intermédiaires de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion connexe et le communiqué sur les résultats s'y rapportant, et approuve leur diffusion au public, au besoin;
 - e) Examine trimestriellement avec la direction, le gestionnaire et, au besoin, des conseillers juridiques externes et l'auditeur externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société pour confirmer que celle-ci respecte ses politiques et les exigences législatives et réglementaires;
 - f) Discute avec la direction, le gestionnaire et l'auditeur externe de la correspondance échangée avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la Société; et
 - g) Examine avec le chef de la direction et le chef des finances le processus qu'eux et le gestionnaire ont entrepris pour respecter les exigences d'attestation relatives aux rapports périodiques et annuels de la Société devant être déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières pour confirmer que l'information devant être communiquée est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures en matière de divulgation et des systèmes de contrôle interne de la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant des employés du gestionnaire ou des membres de la direction de la Société est signalée au comité.

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

- a) Examine l'émission et le rachat de l'ensemble des titres, des obligations et des autres instruments financiers (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 l'impôt annuel de la Société et surveille son approche en matière de stratégie fiscale, y compris les provisions fiscales et les nouvelles cotisations et les contrôles fiscaux éventuels; et

- c) Reçoit des mises à jour régulières concernant les obligations financières, les emprunts, les facilités de crédit, la situation de crédit et la liquidité financière de la Société.

2. Gouvernance

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute la communication au public de l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine avec la direction et le gestionnaire au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard de l'information financière et des prévisions de résultat devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions;
- c) Examine trimestriellement avec la direction, le gestionnaire et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire ou en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
- d) Discute avec l'auditeur externe de son impression au sujet du personnel des finances et de la comptabilité de la Société, des recommandations que l'auditeur externe peut avoir, y compris celles contenues dans la lettre de recommandations, à l'égard de l'amélioration des contrôles financiers internes, du choix des principes comptables ou des systèmes d'information de gestion, et passe en revue l'ensemble des lettres de recommandations de l'auditeur externe ainsi que des réponses écrites s'y rapportant;
- e) Examine avec la direction, le gestionnaire, l'auditeur externe et, au besoin, les conseillers juridiques externes, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou avoir été divulguées dans les états financiers;
- f) Reçoit chaque année une mise à jour sur les technologies de l'information de la part du gestionnaire se concentrant sur les systèmes de technologie de l'information soutenant l'entreprise, dont les programmes de cybersécurité en place pour se prémunir contre les cybermenaces;
- g) Examine chaque année les frais du gestionnaire pour confirmer leur conformité à la convention de services de gestion et d'exploitation;
- h) Examine les processus du gestionnaire relativement à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;
- i) S'assure que le gestionnaire applique des procédures en matière de réception, de conservation et de traitement confidentiels des plaintes de la part des employés, des membres de la direction, des entrepreneurs ou des autres parties prenantes du gestionnaire et de ceux de la Société concernant des infractions liées à la comptabilité, aux contrôles internes et aux contrôles de la communication de l'information ou aux questions d'audit ou la violation des lois;
- j) Examine tous les incidents, les plaintes ou l'information communiqués par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique de la Société qui se rapportent à la Société et fait le suivi auprès de la direction afin de s'assurer qu'une enquête est menée au besoin;
- k) Examine la politique du gestionnaire en matière d'embauche des employés ou des anciens employés de l'auditeur externe; et
- l) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

3. Audit interne

- a) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et recommandations importants préparés par la direction et/ou l'équipe d'audit interne du gestionnaire concernant les actifs de la Société;
- b) Examine chaque année la portée et les plans d'attribution du travail du groupe d'audit interne concernant les actifs de la Société et s'assure que la direction et/ou le gestionnaire prennent les mesures d'audit interne nécessaires pour préserver les actifs de la Société;
- c) Reconnaît et informe la direction et/ou le gestionnaire que l'auditeur interne doit avoir libre accès au comité et que celui-ci doit tenir des séances à huis clos avec l'auditeur interne; et
- d) Examine avec la direction et le gestionnaire le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures.

E. CONFORMITÉ ET POUVOIRS DU COMITÉ

- a) Les responsabilités du comité sont conformes aux lois et aux règlements canadiens applicables, par exemple, les règles des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, et aux exigences en matière de présentation de l'information et d'inscription de la Bourse de Toronto qui sont en vigueur à la date des présentes. La présente charte est examinée chaque année afin de confirmer qu'elle est conforme à ces normes.
- b) Le comité peut, à la demande du conseil ou de son propre chef, faire enquête sur d'autres questions s'il le juge nécessaire ou souhaitable dans l'exercice de son mandat.

ANNEXE B – GLOSSAIRE

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

« **actifs australiens** » désigne 1) la centrale de Parkeston (« Parkeston »), 2) les quatre centrales de production alimentées au gaz naturel et au diesel qui composent la centrale de Southern Cross Energy (« Southern Cross »), 3) le gazoduc de Fortescue River, 4) South Hedland et 5) avant d'être rachetée par FMG le 1^{er} novembre 2017, la centrale électrique de Solomon (« Solomon »)

« **actifs canadiens** » désigne 1) la centrale de Sarnia, 2) la centrale éolienne Le Nordais et 3) la centrale hydroélectrique de Ragged Chute.

« **actifs initiaux** » désigne certains actifs de production d'électricité éolienne et hydroélectrique détenus par Western Sustainable Power et CHD indirectement acquis par la Société aux termes de la convention d'achat et de vente.

« **actions de catégorie B** » désigne les actions de catégorie B du capital de la Société.

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires du capital de la Société.

« **actions privilégiées** » désigne les actions privilégiées du capital de la Société, pouvant être émises en une ou plusieurs séries.

« **actions privilégiées du parc éolien du Wyoming** » désigne les actions privilégiées de catégorie A de TransAlta Power, dont les modalités confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit aux flux de trésorerie disponibles tirés du parc éolien du Wyoming, sous forme de dividendes qui sont établis en fonction du résultat net avant impôt généré par le parc éolien du Wyoming et sous forme de remboursement du capital.

« **actions privilégiées reflet australiennes** » désigne les actions privilégiées de catégorie A du capital de TA Energy.

« **AESO** » désigne l'Alberta Electric System Operator.

« **AUC** » désigne l'Alberta Utilities Commission.

« **AU \$** » désigne des dollars australiens.

« **Balancing Pool** » désigne le Balancing Pool créé en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel.

« **BC Hydro** » désigne la British Columbia Hydro Power Authority.

« **CAÉ** » désigne un contrat d'achat d'électricité.

« **CAÉ de TransAlta** » désigne les contrats d'achat d'électricité intervenant entre TransAlta et la Société et prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite par les centrales commerciales. Le prix que doit payer TransAlta pour la production est de 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'indice des prix à la consommation.

« **centrale de Sarnia** » désigne l'installation de cogénération à cycle combiné de 506 MW située à Sarnia (Ontario).

« **centrales commerciales** » désigne les centrales qui faisaient partie des actifs initiaux et dont la production d'électricité avait été vendue à des conditions commerciales avant le 9 août 2013.

« **CER** » désigne tous les droits, titres, participations et avantages se rapportant à un crédit, à un droit de réduction, à un droit de compensation, à un droit de polluer attribué, à un quota d'émissions, à une caractéristique renouvelable ou à d'autres droits exclusifs ou contractuels, qu'ils soient ou non négociables, qui découlent d'un déplacement ou d'une réduction réel ou présumé des émissions ou d'une autre caractéristique environnementale associées à la production de 1 MWh d'énergie électrique dans une centrale utilisant une technologie d'énergie renouvelable accréditée.

« **CHD** » désigne Canadian Hydro Developers, Inc.

« **CLT** » désigne un contrat à long terme.

« **conseil** » ou « **conseil d'administration** » désigne le conseil d'administration de la Société.

« **convention d'achat et de vente** » désigne la convention d'achat et de vente intervenue en date du 9 août 2013 entre la Société et TransAlta, aux termes de laquelle la Société a acquis toutes les actions émises et en circulation de CHD et de Western Sustainable Power.

« **convention d'apport** » désigne la convention d'apport intervenue en date du 7 mai 2015 entre la Société, TEA, TA Energy et TEC L.P.

« **convention de gouvernance et de coopération** » désigne la convention de gouvernance et de coopération intervenue entre la Société et TransAlta en date du 9 août 2013.

« **convention de liquidités de l'investisseur** » désigne la convention de liquidités de l'investisseur intervenue entre TransAlta et la Société en date du 9 août 2013.

« **convention de services de gestion et d'exploitation** » désigne la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation intervenue entre la Société et TransAlta en date du 9 août 2013.

« **demande d'inscription** » a le sens indiqué sous la rubrique « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de liquidités de l'investisseur* » de la présente notice annuelle.

« **écoÉNERGIE** » désigne le programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, un programme incitatif parrainé par le gouvernement fédéral canadien afin de favoriser le développement de projets de production d'énergie propre.

« **ÉcoLogo** » désigne le programme de choix environnemental d'Environnement Canada. La certification écoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie, ce qui procure au public l'assurance que les centrales à partir desquelles l'électricité est produite ont un faible impact et sont non polluantes.

« **EPEE** » désigne le programme d'encouragement à la production d'énergie éolienne du gouvernement fédéral du Canada qui vise à favoriser le développement de projets de production d'énergie propre au Canada.

« **filiales commerciales** » désigne certaines filiales de la Société qui étaient des centrales commerciales immédiatement avant le 9 août 2013 et « **filiale commerciale** » désigne l'une d'elles.

« **frais d'administration** » désigne les frais annuels que nous payons à TransAlta relativement aux services fournis aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, qui visent à couvrir les frais de gestion, d'administration, de comptabilité et de planification de TransAlta ainsi que ses autres frais généraux associés à la prestation des services à notre intention aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation.

« **GW** » désigne un gigawatt, soit 1 000 MW.

« **IFRS** » désigne les normes internationales d'information financière édictées par l'International Accounting Standards Board.

« **IPC** » désigne l'indice des prix à la consommation publié mensuellement dans le document de Statistique Canada 62-001-X « L'Indice des prix à la consommation ».

« **kW** » désigne un kilowatt, soit 1 000 watts.

« **MW** » désigne un mégawatt, soit 1 000 kW.

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

« **PEI** » désigne les producteurs d'électricité indépendants.

« **Règlement 52-110** » désigne le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*.

« **SGER** » désigne le *Specified Gas Emitters Regulation*, un cadre de réglementation des gaz à effet de serre établi par le gouvernement de l'Alberta.

« **Société** » désigne TransAlta Renewables Inc.

« **South Hedland** » désigne la centrale au gaz à cycle combiné de 150 MW en construction à South Hedland, en Australie-Occidentale.

« **TA Energy** » désigne TA Energy Inc., société constituée aux termes des lois fédérales du Canada.

- « **TEA** » désigne TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd., société australienne.
- « **TEC L.P.** » désigne TEC Limited Partnership, société en commandite formée sous le régime des lois de l'Alberta.
- « **TransAlta** » désigne TransAlta Corporation, société constituée aux termes des lois fédérales du Canada.
- « **TransAlta Power** » désigne TransAlta Power Ltd., société constituée aux termes des lois fédérales du Canada.
- « **TRG** » désigne des tarifs de rachat garantis.
- « **TSX** » désigne la Bourse de Toronto.
- « **Western Sustainable Power** » désigne Western Sustainable Power Inc.