



TRANSALTA RENEWABLES INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019

Le 28 février 2020

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	3
MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	3
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	4
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	4
APERÇU	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	6
ACTIVITÉS DE TRANSALTA RENEWABLES	10
FACTEURS DE RISQUE	32
QUESTIONS LIÉES AU PERSONNEL ET À LA GOUVERNANCE	45
STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS	49
NOTES	52
DIVIDENDES	53
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	54
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	54
RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS AU SUJET DES ADMINISTRATEURS ET DES DIRIGEANTS	57
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	59
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	59
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	59
CONTRATS IMPORTANTS	60
CONFLITS D'INTÉRÊTS	60
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	60
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	60
INTÉRÊTS DES EXPERTS	61
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	61
COMITÉ D'AUDIT ET DE MISES EN CANDIDATURE	61
ANNEXE A – RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT ET DE MISES EN CANDIDATURE	64
ANNEXE B – GLOSSAIRE	70

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2019 ou pour l'exercice clos à cette date. Sauf incompatibilité avec le contexte, toutes les mentions de « Société » et de « TransAlta Renewables », de même que le mot « nous » et 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 attribué à ce terme 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 (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés figurant dans la présente notice annuelle et dans les documents intégrés par renvoi dans celle-ci constituent de l'information prospective au sens de la législation canadienne en valeur mobilières applicable. Les énoncés qui contiennent de l'information prospective se rapportent à des événements futurs ou à la performance ou aux résultats futurs de la Société. Tous les énoncés qui ne concernent pas 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 en conséquence desquels la performance, les résultats ou les événements réels peuvent différer 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 outre mesure 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 émanant de sources tierces du secteur.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle (ou un document qui y est intégré par renvoi) contient des énoncés prospectifs se rapportant à ce qui suit : le contexte commercial prévu au Canada, en Australie et aux États-Unis; les dépenses liées à la croissance et aux projets d'investissement de maintien et de productivité, y compris des investissements de maintien de filiales de TransAlta dans lesquelles nous détenons une participation financière; les avantages liés à l'acquisition récente d'une participation dans deux projets d'énergie renouvelable américains auprès de TransAlta; notre stratégie de croissance, y compris la vente potentielle par TransAlta de certains actifs visés par des contrats; les tendances constatées chez les consommateurs qui semblent appuyer la transition vers davantage d'énergie propre et renouvelable; les niveaux d'endettement; la production d'énergie renouvelable de nos actifs d'énergie éolienne et hydroélectrique en 2020; les attentes liées au régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »), y compris l'intention de TransAlta de ne pas participer au RRD; notre stratégie en matière de risque de change; les attentes liées aux paiements de l'intérêt net et au volume de la dette; les attentes liées au niveau d'endettement de projet; l'encaissement du produit des avantages fiscaux actuellement détenus en réserve à la suite du règlement de tous les coûts liés à des projets et de la réalisation de certaines autres conditions, ainsi que du remboursement à la Société du solde en cours des billets à ordre portant intérêt par une filiale de TransAlta; la souscription de nouvelles actions privilégiées reflét pour financer le solde des coûts de construction exigibles pour les parcs éoliens d'Antrim et de Big Level; les taux d'imposition combinés prévus par la loi et notre horizon prévu quant à l'impôt exigible; les attentes relatives aux coûts d'exploitation et de maintenance, y compris la maintenance effectuée par des tiers, et la fluctuation de ces coûts; le versement de dividendes futurs; les attentes quant à la disponibilité et à la capacité de production d'énergie et quant à la production d'énergie; les mesures prises pour gérer certains risques, y compris les mesures particulières envisagées pour gérer le risque de liquidité, le risque de taux d'intérêt, les risques liés aux projets et le risque d'atteinte à la réputation; les cadres réglementaires et législatifs de même que les programmes gouvernementaux prévus, y compris la législation fédérale canadienne sur les émissions de gaz à effet de serre et les répercussions sur la Société de récentes mesures réglementaires adoptées en Ontario; la valeur des caractéristiques environnementales générées par nos installations d'énergie renouvelable; les attentes en ce qui concerne la mise en œuvre de nouvelles normes IFRS; les attentes à l'égard du caractère saisonnier de la production d'énergie éolienne et hydroélectrique; les attentes en ce qui concerne notre capacité à accéder aux marchés boursiers selon des modalités raisonnables; les attentes à l'égard de nos activités de mise hors service et de restauration; et nos attentes en ce qui concerne l'issue des réclamations légales ou contractuelles, des enquêtes réglementaires et des différends existants ou éventuels, y compris le différend avec Fortescue Metals Group Ltd. (« FMG ») concernant la mise en service de la centrale de South Hedland; le fait que TransAlta présentera, de temps à autre, à la Société des occasions d'acquisition ou de croissance en vue de faciliter la croissance de la Société; le fait que TransAlta continuera de fournir des services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires à la Société; et le fait que la Société continuera d'avoir accès aux ressources en gaz naturel et aux ressources éoliennes, solaires et hydrauliques en quantités conformes aux attentes de la Société et requises pour honorer ses obligations aux termes de ses contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ »).

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 aux conditions actuelles 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 et de retenir du personnel compétent et du matériel 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 à ses attentes et requises pour honorer ses obligations 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 événements, la performance ou les résultats réels pourraient différer sensiblement 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; la modification des cadres réglementaires et politiques dans les territoires où la Société exerce ses activités, 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, des taux de change et/ou des taux sur les marchés du crédit; 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 du risque lié aux conditions météorologiques et d'autres risques liés au climat, en ce qu'ils touchent les projets en construction et les activités; 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 FMG relativement à l'exploitation commerciale à South Hedland et les litiges en cours auxquels TransAlta est partie; les cyberattaques; les pannes de matériel et la capacité de la Société d'effectuer ou de faire faire les réparations de manière rentable 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 lié aux contreparties; les garanties d'assurance; l'incapacité pour la Société de renouveler certains contrats d'achat d'énergie à long terme; 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 développement et les acquisitions, y compris les retards de construction et de mise en service du parc éolien de Windrise. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail sous 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 2019 (le « rapport de gestion annuel »).

Le lecteur est prié d'examiner ces facteurs attentivement dans le cadre de son évaluation des énoncés prospectifs et est prévenu de ne pas se fier outre mesure à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs compris dans la présente notice annuelle sont formulés à la date des présentes. 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 ne pas se produire ou pourraient prendre une ampleur différente ou se produire à un moment différent de ceux que nous décrivons. Nous ne pouvons garantir que la performance, 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 2019 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.

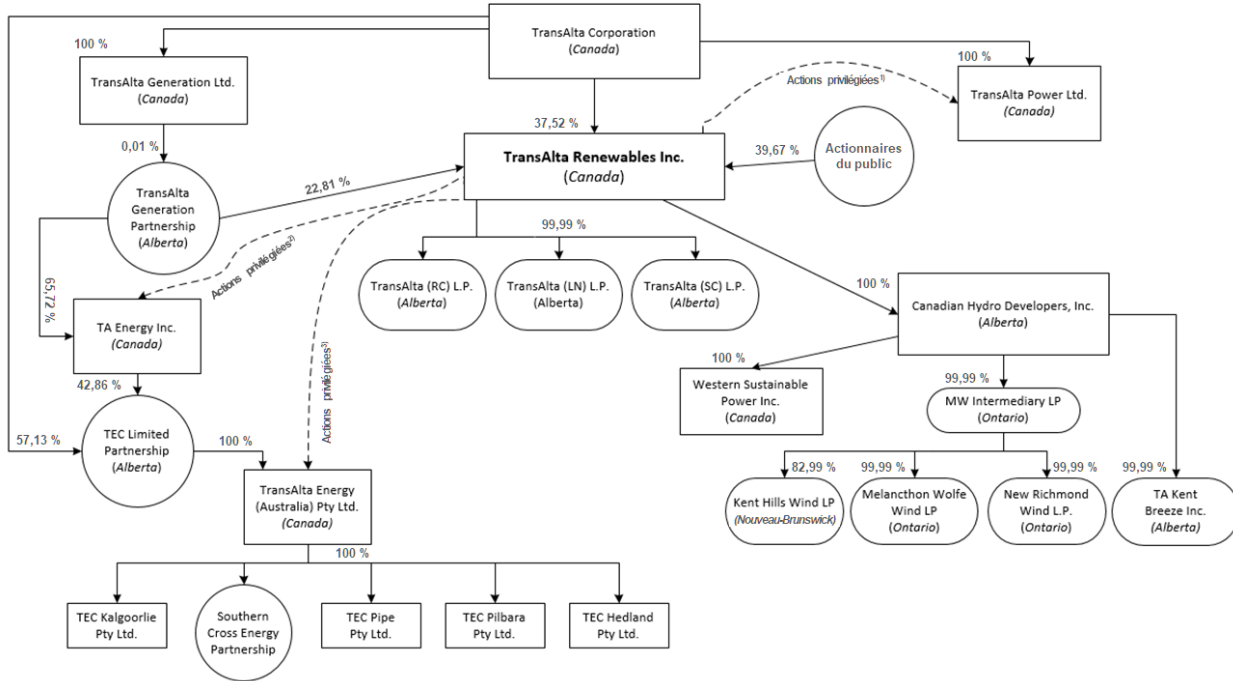
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

Dénomination et constitution

TransAlta Renewables a été constituée en société sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA ») le 28 mai 2013 sous le numéro matricule 8532290 Canada Ltd. Le 18 juin 2013, la Société a modifié ses statuts et changé sa

dénomination pour celle de TransAlta Renewables Inc. Le 1^{er} janvier 2020, la Société a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Kenwind Energy Inc., en adoptant la dénomination TransAlta Renewables Inc. Le bureau de direction et siège social de la Société est situé au 110 – 12 Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 0G7.

Le graphique qui suit présente, à la date de la présente notice annuelle, les principales filiales et les principaux actionnaires de TransAlta Renewables ainsi que leurs territoires de constitution respectifs. Le total des pourcentages n'est pas toujours exact, car certaines filiales ont été omises.



Notes :

1. TransAlta Power Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation, a émis des actions privilégiées à TransAlta Renewables Inc. pour faciliter l'acquisition par celle-ci, auprès de TransAlta Corporation, de participations financières dans le parc éolien du Wyoming, Antrim Level LLC, la centrale d'énergie solaire de Mass Solar et le parc éolien de Lakeswind, et pour faciliter la mise en place d'une nouvelle structure de financement par prêt à terme amortissable à la suite du rachat des actions privilégiées obligatoirement rachetables découlant de l'adoption de règles fiscales destinées à lutter contre les montages hybrides en Australie.
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 plus de renseignements sur le placement, voir la rubrique « Activités de TransAlta Renewables – Participation financière dans les actifs australiens » de la présente notice annuelle.
3. TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. (« TEA ») est une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TEA a émis des actions privilégiées le 25 septembre 2015 dans le cadre de l'investissement de la Société dans les actifs australiens. Pour plus de renseignements sur le placement, voir la rubrique « 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. Elle se compose de participations dans 23 centrales éoliennes, 13 centrales hydroélectriques, 7 centrales alimentées au gaz naturel, une centrale d'énergie solaire et un gazoduc, représentant une participation dans une capacité détenue d'environ 2 527 MW. Nos exploitations s'étendent sur trois pays : le Canada, les États-Unis et l'Australie. Au Canada, nos actifs se trouvent dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick. Aux États-Unis, ils se trouvent dans les États du Wyoming, du Massachusetts, du Minnesota, du New Hampshire et de la Pennsylvanie. Sont incluses nos participations financières dans le parc éolien du Wyoming de 140 MW, le parc éolien de Lakeswind de 50 MW, la centrale d'énergie solaire de Mass Solar de 21 MW, le parc éolien de Big Level de 90 MW et le parc éolien d'Antrim de 29 MW. Nos exploitations australiennes, situées dans l'État d'Australie-Occidentale, sont composées de participations financières dans six centrales alimentées au gaz en exploitation d'une capacité installée de 450 MW et d'un gazoduc de 270 km. Le nombre moyen d'années d'exploitation pondéré en fonction de la capacité de nos actifs s'établit à 14,7 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 2019 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 résumés ci-après. Certains de ces événements et facteurs sont étudiés plus en détail sous la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables* ».

Historique des trois derniers exercices

2020

Développements prévus pour 2020

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 bon rendement du capital investi. Nous comptons sur TransAlta pour mener à bien notre stratégie et, à cette fin, TransAlta a ciblé quatre projets qui feraient d'excellents candidats à une acquisition. Ces quatre candidats sont le projet éolien de Windrise, le projet de stockage à batteries de Windcharger et un projet de cogénération sur place, tous situés en Alberta, ainsi que le projet de centrale éolienne de Skookumchuck situé dans l'État de Washington. À l'exception du projet de stockage à batteries de Windcharger, ces projets sont visés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solides, ce qui en fait d'excellents candidats à une acquisition. Outre ces projets, TransAlta évalue périodiquement des occasions de croissance dans le secteur de l'énergie renouvelable, du gaz naturel et de la cogénération sur place qui pourraient convenir à nos objectifs de croissance et à nos critères d'investissement.

TransAlta Renewables mène à bien deux projets éolien américains visés par des contrats

Le 7 janvier 2020, nous avons annoncé que le projet éolien de 90 MW situé en Pennsylvanie (« Big Level ») et le projet éolien de 29 MW situé au New Hampshire (« Antrim ») étaient entrés en production commerciale les 19 et 24 décembre 2019, respectivement. TransAlta Renewables détient une participation financière dans ces deux parcs éoliens américains. Le parc éolien de Big Level de 90 MW, situé en Pennsylvanie, est visé par un contrat d'une durée de 15 ans conclu avec Microsoft Corp., et le parc éolien d'Antrim de 29 MW, situé au New Hampshire, est visé par deux contrats d'une durée de 20 ans conclus avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op, respectivement. Ces contreparties ont reçu la notation A+ ou mieux de Standard & Poor's.

En décembre 2019, au moment de l'entrée en production commerciale des parcs éoliens d'Antrim et de Big Level, environ 166 M\$ (126 M\$ US) ont été réunis par les entités de TransAlta responsables du projet dans le cadre d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux afin de financer partiellement la construction des parcs éoliens d'Antrim et de Big Level, à hauteur de 41 M\$ US et de 85 M\$ US, respectivement. Étant donné que TransAlta Renewables a avancé le financement pendant la durée de la construction au moyen d'une combinaison d'actions privilégiées reflet et de billets à ordre portant intérêt émis par l'entité responsable du projet, le produit du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sera utilisé pour rembourser à TransAlta Renewables le capital des billets à ordre portant intérêt émis pour financer la construction et les intérêts courus sur ces billets. Une filiale de TransAlta a remboursé à la Société 52 M\$ (40 M\$ US) sur les billets à ordre portant intérêt par prélèvement sur le produit du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Le reste du produit du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux est conservé en réserve par l'entité responsable du projet et sera libéré à la suite du règlement de tous les coûts liés au projet et de la réalisation de certaines autres conditions. Lorsque ces conditions auront été remplies, les sommes en réserve seront libérées et la filiale de TransAlta remboursera à la Société le solde des billets à ordre portant intérêt. La Société prévoit souscrire de nouvelles actions privilégiées reflet pour financer le reste des coûts de construction exigibles.

2019

Rachat d'actions privilégiées obligatoirement rachetables (« APOR ») et investissement dans des actions privilégiées reflet d'un prêt australiennes

La Société et TransAlta ont conclu une série d'opérations à la suite de l'adoption de règles fiscales destinées à lutter contre les montages hybrides par l'Australie. En janvier 2019, TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. (« TEA ») a racheté le reste des APOR en circulation d'une valeur de 509 M\$ AU et environ 41 M\$ AU d'actions privilégiés de TEA moyennant une contrepartie en espèces. Immédiatement après ces opérations, la Société a souscrit 550 M\$ AU d'actions privilégiées d'une filiale de TransAlta qui reflètent les paramètres économiques d'un prêt à terme amortissable remboursable par TEA à une autre filiale de TransAlta (les « actions reflet d'un prêt australiennes »). Les actions reflet d'un prêt australiennes donneront droit à des dividendes, lorsque ceux-ci seront déclarés, correspondant approximativement aux versements d'intérêt sur le prêt sous-jacent. Les actions reflet d'un prêt australiennes qui reflètent le prêt à terme amortissable seront rachetées au moment prévu ou lorsque d'autres remboursements de capital seront effectués sur le prêt sous-jacent. Les dividendes déclarés et les rachats prévus seront libellés en dollars canadiens jusqu'au 30 juin 2020, aux taux couverts garantis par TransAlta. Toutefois, tout remboursement non prévu du capital du prêt sous-jacent s'accompagnera d'un rachat d'actions reflet d'un prêt australiennes au prix canadien au comptant. Les actions sont comptabilisées à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées au compte de résultat. Voir les rubriques « *Activités de TransAlta Renewables – Convention d'investissement – Actifs australiens* » et « *Structure du capital et des emprunts* ».

Changements au sein de la direction et du conseil d'administration

Le 16 mai 2019, nous avons nommé Brent Ward au poste de chef des finances de TransAlta Renewables. Todd Stack, ancien chef des finances, a été nommé chef des finances de TransAlta. M. Ward occupe également le poste de directeur général et trésorier de TransAlta.

Le 1^{er} août 2019, M. David Drinkwater a été nommé président du conseil d'administration. Le mandat de M. Allen Hagerman à titre de président du conseil avait expiré aux termes du Mandat du président du conseil. M. Hagerman continue de siéger à titre de membre indépendant du conseil d'administration.

2018

Achèvement de l'agrandissement d'un parc éolien au Nouveau-Brunswick

Le 18 octobre 2018, l'agrandissement de 17,25 MW du parc éolien de Kent Hills a atteint le stade de l'exploitation commerciale, ce qui a porté la capacité de production totale du parc à 167 MW. Aux termes du contrat d'achat d'électricité de 17 ans, Énergie Nouveau-Brunswick reçoit à la fois de l'électricité pour le réseau public de la province et des crédits d'énergie renouvelable. Au même moment, l'expiration du contrat visant le parc éolien de Kent Hills 1 a été reportée de 2033 à 2035, pour la faire coïncider avec celle des parcs éoliens de Kent Hills 2 et de Kent Hills 3. L'agrandissement du parc éolien de Kent Hills 3 est situé sur environ 20 acres de terres publiques et est composé de 5 éoliennes Vestas V126. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne établi dans le Canada atlantique, détient une participation de 17 % dans le projet.

Placement d'actions ordinaires par voie de prise ferme de 150 M\$

Le 13 juin 2018, nous avons conclu une entente avec un consortium de preneurs fermes relativement à un placement, par voie de prise ferme, de 11 860 000 actions ordinaires du capital de la Société au prix de 12,65 \$ l'action moyennant un produit brut d'environ 150 M\$. Le placement, clos le 22 juin 2018, a rapporté un produit brut de 150 M\$ à la Société. TransAlta n'a acheté aucune de ces actions ordinaires. Le produit net a été affecté partiellement au remboursement des montants prélevés sur notre facilité de crédit, lesquels ont été prélevés pour financer des acquisitions. Le reste des liquidités de la facilité de crédit a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, y compris les coûts de construction courants associés à ces acquisitions.

Mise en œuvre d'un régime de réinvestissement des dividendes

Le 31 mai 2018, le conseil d'administration a approuvé la mise en œuvre d'un régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD ») à l'intention des porteurs d'actions ordinaires canadiens. Le cours des actions ordinaires acquises aux termes du RRD correspond à 98 % du cours moyen des actions ordinaires pour les cinq jours de bourse au cours desquels au moins 500 actions ordinaires sont négociées à la TSX immédiatement avant la date de versement des dividendes. Les actions ordinaires acquises aux termes du RRD sont de nouvelles actions émises par la Société. Les actionnaires admissibles ne sont pas tenus de participer au RRD. TransAlta ne participe pas au RRD.

Acquisition de trois actifs de production d'énergie renouvelable

Le 31 mai 2018, nous avons acquis auprès de TransAlta une participation financière dans le parc éolien de Lakeswind de 50 MW et des projets d'énergie solaire de 21 MW. Le prix d'achat total de ces deux actifs s'est établi à 65 M\$ (50 M\$ US), déduction faite de la prise en charge indirecte de 62 M\$ (48 M\$ US) d'obligations liées à des avantages fiscaux et de dettes du projet. Le placement est constitué d'actions privilégiées reflète d'une filiale de TransAlta qui procure des flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents (après le règlement des obligations liées aux avantages fiscaux et à la dette) des entités qui sont propriétaires du parc éolien de Lakeswind et de la centrale de Mass Solar. De plus, nous avons acquis la propriété du parc éolien de Kent Breeze de 20 MW pour la somme totale de 39 M\$. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'élevait à 166 M\$, ce qui comprend la prise en charge d'un montant de 62 M\$ d'obligations liées à des avantages fiscaux et de dettes de projets.

Le 28 juin 2018, la Société a souscrit un montant additionnel de 33 M\$ (25 M\$ US) d'actions privilégiées reflète d'une filiale de TransAlta, afin de financer le remboursement de la dette du projet de Mass Solar. La dette du projet a par la suite été remboursée par TransAlta sans pénalité le 28 juin 2018.

Acquisition de deux projets éoliens américains

Le 20 février 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu un arrangement avec TransAlta en vue de faire l'acquisition d'une participation financière dans les projets d'aménagement éolien de Big Level et d'Antrim (les « projets éoliens américains »). Une filiale de TransAlta a fait l'acquisition de Big Level le 1^{er} mars 2018 et celle d'Antrim le 28 mars 2019. La participation financière dans les projets éoliens américains est représentée par des actions privilégiées émises par une filiale de TransAlta Power Ltd. (« TA Power »), filiale en propriété exclusive de TransAlta. TransAlta Renewables a aussi convenu de financer la totalité des coûts de construction et d'acquisition estimatifs des projets éoliens américains au moyen de la souscription d'actions privilégiées reflète émises par TA Power ou de billets à ordre portant intérêt émis par l'entité responsable du projet, une filiale en propriété exclusive de TransAlta. Les actions privilégiées reflète émises par TA Power à TransAlta Renewables ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta.

Les actions privilégiées reflètent nous procurent des dividendes trimestriels correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents (après le règlement des obligations liées aux avantages fiscaux et à la dette du projet) de l'entité qui est directement propriétaire des parcs éoliens d'Antrim et de Big Level.

2017

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 a servi à financer une partie des coûts de construction dans le cadre des travaux d'agrandissement du parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW, qui est entré en production commerciale en octobre 2018, et a servi 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 de South Hedland

Le 1^{er} août 2017, Fortescue Metals Group Limited (« FMG ») a informé TransAlta que, à son avis, la centrale de South Hedland (une centrale électrique alimentée au gaz naturel à cycle combiné de 150 MW située à South Hedland en Australie) n'avait pas encore satisfait aux critères de rendement commercial prévus dans le contrat d'achat d'électricité visant la centrale de South Hedland conclu entre FMG et TransAlta (le « CAÉ visant la centrale de South Hedland »). De l'avis de TransAlta, toutes les conditions nécessaires au lancement d'une exploitation commerciale ont été entièrement satisfaites selon les modalités du CAÉ visant la centrale de 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 transmis un avis prétendant résilier le CAÉ visant la centrale de South Hedland. TransAlta est d'avis que la prétendue résiliation est invalide. TransAlta continue de facturer à FMG la production mensuelle conformément aux modalités du CAÉ visant la centrale de South Hedland. Le litige est actuellement devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale. Voir la rubrique « *Poursuites et application de la loi* » pour de plus amples informations.

Rachat par FMG de la centrale de Solomon

Le 1^{er} août 2017, TransAlta a reçu un avis portant sur l'intention de FMG de racheter la centrale de Solomon de TEC Pipe Pty Ltd. (« TEC Pipe »), une filiale en propriété exclusive de la Société, pour la somme d'environ 335 M\$ US. Nous détenons une participation financière dans les flux de trésorerie générés par la centrale électrique Solomon. Il existe un différend entre TransAlta et FMG au sujet du transfert de la centrale électrique de Solomon à FMG. FMG réclame des sommes relativement à l'état de la centrale et TransAlta réclame certains frais impayés qui devraient être remboursés. Aucune date n'a encore été fixée pour l'audition de l'affaire, mais l'audition n'aura probablement pas lieu avant 2021.

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 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 de South Hedland, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende de 0,06 \$ par action ordinaire par année, soit environ 7 %.

Mise en service de la centrale de South Hedland

Le 28 juillet 2017, nous avons annoncé que l'exploitation commerciale de la centrale de 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 efficaces d'Australie-Occidentale, fournissant de l'électricité à faible coût et générant de faibles émissions de gaz à effet de serre (« GES »).

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, d'administration et d'exploitation à la Société en contrepartie de frais d'administration. Voir la rubrique « *Contrats importants* » pour de plus amples détails. Étant donné que nous possédons une participation financière et non pas de propriété directe dans les actifs australiens, dans le parc éolien du Wyoming, dans le parc éolien de Lakeswind, dans la centrale d'énergie solaire de Mass Solar, dans le parc éolien d'Antrim et dans le parc éolien de Big Level, 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 de ces investissements sous-jacents qui est inclus dans notre résultat net consolidé.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur productif de produits des activités ordinaires aux produits des activités ordinaires (exception faite des actifs dans lesquels nous détenons une participation financière) :

	<u>Produits des activités ordinaires de 2019</u>	<u>Produits des activités ordinaires de 2018</u>
Énergie éolienne au Canada	54 %	52 %
Hydroélectricité au Canada	6 %	5 %
Gaz au Canada	40 %	43 %

Les produits financiers tirés des actifs dans lesquels nous détenons une participation financière, même s'ils ne sont pas indiqués dans le tableau ci-dessus, ont représenté collectivement environ 15 % et 24 % du total des produits des activités ordinaires comparables pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, respectivement. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les résultats et actifs par secteur, voir notre rapport annuel et la note 26 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ces états financiers étant intégrés par renvoi dans les présentes. Voir la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Nos installations de production se composent de 19 centrales éoliennes, de 13 centrales hydroélectriques et d'une centrale alimentée au gaz naturel situées dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick. Nous détenons également des participations financières dans des centrales éoliennes dans les États du Wyoming, du Minnesota, du New Hampshire et de Pennsylvanie, une centrale d'énergie solaire dans l'État du Massachusetts et des centrales alimentées au gaz en Australie-Occidentale. Les renseignements qui suivent présentent sommairement nos centrales éoliennes, nos centrales hydroélectriques, nos centrales alimentées au gaz naturel et nos centrales d'énergie solaire, ainsi que nos infrastructures.

Centrales éoliennes canadiennes

Nous sommes propriétaires d'une capacité de production d'énergie éolienne nette d'environ 1 136 MW répartie entre 19 parcs éoliens, soit 10 en Alberta, 4 en Ontario, 3 au Nouveau-Brunswick et 2 au Québec. 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 la rubrique « *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 que ces contrats existants seront renouvelés au moment de leur échéance ou que 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. Outre les CAÉ de TransAlta, les contrats à long terme visant nos centrales comportent en général des engagements concernant la livraison d'énergie et les caractéristiques environnementales. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Ventes d'électricité, subventions et incitatifs* ».

La totalité de l'électricité produite et vendue par nos centrales éoliennes albertaines et québécoises provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

Le tableau ci-dessous présente nos centrales éoliennes :

Nom de la centrale ¹⁾	Province/ État	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ⁴⁾	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Centrales éoliennes en Alberta						
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	68	2004	TransAlta	2033
Summerview 2	AB	100	66	2010	TransAlta	2033
Centrales éoliennes dans l'Est du Canada						
Kent Breeze ²⁾	ON	100	20	2011	SIERE	2031
Kent Hills 1	NB	83	80	2008	Énergie NB	2035
Kent Hills 2	NB	83	45	2010	Énergie NB	2035
Kent Hills 3 ³⁾	NB	83	14	2018	Énergie NB	2035
Le Nordais	QC	100	98	1999	Hydro-Québec	2033
Melancthon 1	ON	100	68	2006	SIERE	2026
Melancthon 2	ON	100	132	2008	SIERE	2028
New Richmond	QC	100	68	2013	Hydro-Québec	2033
Wolfe Island	ON	100	198	2009	SIERE	2029
Capacité éolienne canadienne nette totale			1 136			

Notes :

1. Ne comprend pas les actifs éoliens dans lesquels nous détenons des participations financières. Voir les rubriques « Activités de TransAlta Renewables - Participation financière dans le parc éolien du Wyoming », « Activités de TransAlta Renewables - Participation financière dans le parc éolien de Lakeswind », « Activités de TransAlta Renewables - Participation financière dans le parc éolien de Big Level » et « Activités de TransAlta Renewables - Participation financière dans le parc éolien d'Antrim ».
2. Nous avons fait l'acquisition du parc éolien de Kent Breeze le 31 mai 2018 auprès de TransAlta Corporation. Voir la rubrique « Développement général de l'activité - 2018 - Acquisition de trois actifs de production d'énergie renouvelable ».
3. Kent Hills 3 a atteint le stade de l'exploitation commerciale le 18 octobre 2018.
4. Les MW représentent des quantités nettes et sont arrondis au nombre entier le plus près; le total des colonnes peut donc ne pas être exact.

Centrales éoliennes en Alberta

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 (un « CAÉ de TransAlta ») qui vient à échéance en 2033. En 2018, le parc éolien d'Ardenville a obtenu une prolongation pour générer des crédits compensatoires aux termes de la réglementation de l'Alberta intitulée *Alberta Technology Innovation and Emission Reduction* (le « TIER ») jusqu'en octobre 2023 et a droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en novembre 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 TIER jusqu'en septembre 2022 et avait droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en novembre 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. Cette centrale génère des crédits pour la performance en matière d'émissions (des « CPE ») aux termes du TIER. 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. Le parc éolien de Cowley North génère des CPE aux termes du TIER. 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 est située au sud de Fort Macleod, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en janvier 2005. Elle génère des crédits d'énergie renouvelable. 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. Cette centrale crée des CPE aux termes du TIER.

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. Le parc éolien de Sinnott génère des CPE aux termes du TIER. 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 CNOOC Petroleum North America 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. Le parc éolien de Soderglen génère des CPE aux termes du TIER. 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 CNOOC Petroleum North America ULC).

Summerview 1

La centrale éolienne de Summerview 1 de 68 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 38 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. La centrale de Summerview 1 génère des CPE aux termes du TIER. 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 TIER jusqu'en novembre 2022, moment auquel la centrale pourra participer au TIER. Summerview 2 a donné droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en février 2020.

Centrales éoliennes dans l'Est du Canada

Kent Breeze

Le projet éolien de Kent Breeze de 20 MW est une centrale détenue en propriété exclusive qui est composée de 8 éoliennes GE de 2,5 MW montées sur des tours de 85 mètres et est situé à Thamesville, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2011. Sa production est vendue à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») de l'Ontario. Kent Breeze donne droit à des paiements aux termes du programme des énergies renouvelables émergentes (le « PERE ») jusqu'en décembre 2021.

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 l'aménagement 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 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 novembre 2020.

Kent Hills 3

La centrale éolienne de Kent Hills 3, dans laquelle la Société détient une participation de 83 %, a atteint l'exploitation commerciale le 18 octobre 2018 et ajouté cinq éoliennes Vestas V126 de 3,45 MW au parc Kent Hills, soit 17,25 MW supplémentaires au site. Le CAÉ de Kent Hills 3 prend fin en 2035. Voir la rubrique « Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – 2018 – Achèvement de l'agrandissement d'un parc éolien au Nouveau-Brunswick ».

Le Nordais

La centrale éolienne du Nordais de 98 MW est située à deux emplacements : celui de Cap-Chat, d'une capacité 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 capacité installée de 42 MW, comprenant 56 éoliennes NEG-Micon de 750 kW montées sur des tours de 55 mètres. La centrale du 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 et génère des crédits accordés pour la production d'énergie renouvelable (des « CER »). Le 6 janvier 2016, la Société a acquis une participation financière fondée en partie sur les bénéfices distribuables de la centrale du Nordais et, par la suite, le 30 novembre 2016, elle a acquis la propriété directe de la centrale du Nordais.

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 la SIERE de l'Ontario 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 la SIERE aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2028.

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.

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 la SIERE de l'Ontario aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2029. La centrale de Wolfe Island donnait droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en juin 2019.

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.

Le tableau ci-dessous présente nos centrales hydroélectriques :

Nom de la centrale	Province	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique						
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
Centrales hydroélectriques de l'Alberta						
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
Centrales hydroélectriques de l'Ontario						
Appleton	ON	100	1	1994	SIERE	2030
Galetta	ON	100	2	1998	SIERE	2030
Misema	ON	100	3	2003	SIERE	2027
Moose Rapids	ON	100	1	1997	SIERE	2030
Ragged Chute	ON	100	7	1991	SIERE	2029
Capacité hydroélectrique nette totale			112			

Note :

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

Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique

Akolkolex

La centrale d'Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité 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 capacité installée de 19 MW située sur le ruisseau Bone Creek, à 90 kilomètres au sud de la ville de Valemount, 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 a droit à des paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'endécembre 2020.

Pingston

La centrale de Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité 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'Akokkolex 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 capacité 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.

Centrales hydroélectriques de l'Alberta

Belly River

La centrale de Belly River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité 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. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre, lorsque l'eau est détournée dans le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. Cette centrale 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 capacité 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 capacité 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 capacité 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.

Centrales hydroélectriques de l'Ontario

Appleton

La centrale d'Appleton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité 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 la SIERE de l'Ontario 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 capacité 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 la SIERE de l'Ontario 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 capacité 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 la SIERE de l'Ontario 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 capacité 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 la SIERE de l'Ontario 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 capacité 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 la SIERE de l'Ontario 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.

Centrale canadienne alimentée au gaz

La Société a mené à bien l'acquisition d'une participation financière dans une centrale de cogénération de Sarnia en janvier 2016 et a ensuite acquis la centrale le 30 novembre 2016.

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

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Sarnia	ON	100	499	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 499 MW située à Sarnia, en Ontario. La centrale fournit de l'électricité et 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 INEOS Styrolution, installation de production de styrène qui appartenait auparavant à NOVA) et à Produits Suncor Énergie, s.e.n.c. aux termes de contrats venant à échéance en 2022. La centrale fournit également de l'électricité à la SIERE aux termes d'un contrat qui expire le 31 décembre 2025. La Société évalue actuellement la possibilité de proroger ces conventions de soutirage d'électricité et de vapeur. La centrale de Sarnia utilise trois turbines à gaz Alstom 11N2, chacune pouvant produire entre 102 MW et 118 MW, une turbine 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. En 2018, la production de Sarnia est passée de manière permanente de 506 MW à 499 MW en raison de la fermeture temporaire d'un générateur. La réduction de la production n'a pas d'incidence sur la capacité de la centrale à s'acquitter de ses obligations contractuelles.

Participation financière dans les actifs américains d'énergie éolienne et d'énergie solaire

Le tableau ci-dessous présente notre participation financière dans les actifs américains d'énergie éolienne et d'énergie solaire :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale	Contreparties	Date d'expiration du contrat
Parc éolien d'Antrim ²⁾	NH	100	29	2019	Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op	2039
Parc éolien de Big Level ²⁾	PA	100	90	2019	Microsoft	2034
Parc éolien de Lakeswind ²⁾	MN	100	50	2014	Contrepartie de qualité	2034
Mass Solar ²⁾	MA	100	21	2012-2015	Contreparties de grande qualité	2032-2035
Parc éolien du Wyoming ²⁾	WY	100	140	2003	Contrepartie de qualité	2028
Capacité éolienne et solaire américaine nette totale			330			

Notes :

- 1) Les MW représentent des quantités nettes et sont arrondis au nombre entier le plus près.
- 2) La Société détient une participation financière dans cette centrale et n'est pas directement ou indirectement propriétaire de celle-ci.

Antrim

Le parc éolien d'Antrim de 29 MW est composé de 9 éoliennes Siemens Gamesa de 3,2 MW et est situé au New Hampshire. Il a commencé ses activités commerciales en décembre 2019. La Société détient la participation financière dans cette centrale grâce à sa propriété des actions privilégiées reflète de Big Level et d'Antrim. La production de cette centrale est vendue aux termes de CAÉ distincts conclus avec deux contreparties de qualité qui viennent à échéance en 2039.

Big Level

Le parc éolien de Big Level de 90 MW est composé de 25 éoliennes GE de 3,6 MW et est situé en Pennsylvanie. Il a commencé ses activités commerciales en décembre 2019. La Société détient la participation financière dans cette centrale grâce à sa propriété des actions privilégiées reflète de Big Level et d'Antrim. La production de cette centrale est vendue aux termes d'un CAÉ conclu avec une contrepartie de qualité qui vient à échéance en 2034.

Lakeswind

Le parc éolien de Lakeswind de 50 MW est composé de 32 éoliennes GE de 1,5 MW et est situé à Rollag, dans le Minnesota. Il a commencé ses activités commerciales en 2014. La Société détient la participation financière dans cette centrale grâce à sa propriété des actions privilégiées reflète de Lakeswind. La production de cette centrale est vendue aux termes d'un CAÉ conclu avec une contrepartie de qualité qui vient à échéance en 2034.

Mass Solar

La centrale de Mass Solar de 21 MW est composée de quatre projets au sol et de quatre projets sur des toits au Massachusetts. Cette centrale a commencé ses activités commerciales entre 2012 et 2015. La Société détient la participation financière dans cette centrale grâce à sa propriété des actions privilégiées reflète de Mass Solar. La production de cette centrale est vendue aux termes de CAÉ conclus avec des contreparties de grande qualité qui viennent à échéance entre 2032 et 2035. Outre les produits des activités ordinaires provenant des CAÉ, les projets génèrent des crédits d'énergie solaire renouvelable qui expirent en 2024.

Wyoming

La centrale éolienne du Wyoming de 140 MW est composée de 78 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 reflète 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 le 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 un 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

acquis notre participation financière dans les actifs australiens au moyen de la souscription d'actions privilégiées reflète de catégorie A (les « actions privilégiées reflète australiennes ») du capital de TA Energy. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Convention d'investissement – Actifs australiens* ».

Le tableau suivant présente notre participation financière dans l'entreprise australienne :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale	Contrepartie	Date d'expiration du contrat
Gazoduc de Fortescue River ²⁾	A.-O.	43	S.O.	2015	Fortescue Metals Group	2035
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
Capacité australienne nette totale			450			

Notes :

1. Les MW représentent des quantités nettes et sont arrondis au nombre entier le plus près.
2. La Société détient une participation financière dans cette centrale et n'est pas directement ou indirectement propriétaire de celle-ci.
3. La centrale est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.
4. Comprend quatre centrales.
5. La centrale a été mise en service en juillet 2017.
6. Contrats à long terme avec deux contreparties : Horizon Power et FMG. Le 13 novembre 2017, FMG prétendait résilier le CAÉ visant South Hedland. Voir la rubrique « Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – 2017 – État des activités commerciales à la centrale de South Hedland ».

Gazoduc de Fortescue River

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 infrastructure au moyen de nos actions privilégiées reflète australiennes. Aux termes de la convention sur le tarif gazier, FMG a l'option d'acheter le gazoduc de Fortescue River auprès de la coentreprise à n'importe quel moment après le 20 mars 2020. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Convention d'investissement – Actifs australiens* ».

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 est visée par un nouveau contrat ayant pris effet le 1^{er} novembre 2016, qui prolonge le contrat antérieur jusqu'en octobre 2026 et prévoit des options de résiliation anticipée dont chaque partie peut se prévaloir à compter de 2021. Toute capacité 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 reflète australiennes. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – 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 capacité 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 reflète australiennes. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – 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 de South Hedland 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 capacité 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 remis un avis prétendant résilier le CAÉ visant la centrale de South Hedland. TransAlta est d'avis que la prétendue résiliation est invalide et elle continue de facturer à FMG la production prévue au contrat. TransAlta a intenté une action devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 4 décembre 2017 en vue de recouvrer les sommes facturées en vertu du CAÉ visant la centrale de South Hedland. L'action est en cours et il est prévu qu'elle sera entendue par les tribunaux au milieu de 2020. Voir les rubriques « Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – 2017 – État des activités commerciales à la centrale de South Hedland » et « Poursuites et application de la loi » de la présente notice annuelle. Nous détenons notre participation financière dans cette centrale au moyen de nos actions privilégiées reflet australiennes. Voir la rubrique « Activités de TransAlta Renewables – Convention d'investissement – Actifs australiens ».

Convention d'investissement – Actifs australiens

Le 23 mars 2015, nous avons conclu une convention d'investissement avec TransAlta (la « 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 TEA. TEA est une filiale en propriété exclusive de TransAlta qui, directement et indirectement, est propriétaire des actifs australiens. Les actions privilégiées reflet australiennes ont été émises à la Société par TA Energy. 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, les 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 (les « 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 aurons 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 par celle-ci aux porteurs de ses actions ordinaires ou d'autres actions de rang inférieur à celui des actions privilégiées reflet australiennes, une somme correspondante 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 ni d'y assister et n'avons pas le droit d'y voter, à moins que TA Energy ne 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 paiement de dividendes. Par la suite, mais seulement tant qu'un versement de dividendes australiens demeure en souffrance, nous aurons 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 ou (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.

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 (une « 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 sommes étant rajustées chaque année en fonction de l'évolution de l'indice des prix à la consommation (l'« IPC »). Les prix de 2019 rajustés en fonction de l'IPC étaient de 32,88 \$ par MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 49,33 \$ par MWh dans le cas des centrales hydroélectriques.

Aux termes de chaque CAÉ de TransAlta, la filiale commerciale concernée 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 seront 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 production d'énergie éolienne et hydroélectrique des filiales commerciales aux termes des CAÉ de TransAlta applicables. Les règles intitulées *Dispatchable Wind Rules* établies par l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO ») sont entrées en vigueur en Alberta le 1^{er} avril 2015. Dans le cadre des modifications apportées à ces règles, 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 la production d'énergie éolienne 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 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.

Le 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 membres du même groupe qu'elle) 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 membres du même groupe qu'elle) de plus de 50 % des titres comportant droit de vote émis et en circulation de la filiale commerciale.

Chacune des filiales commerciales et, à la connaissance de TransAlta Renewables, TransAlta respectent les obligations qui leur incombent en vertu du CAÉ de TransAlta et aucun manquement important ne s'est produit.

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 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, de crédits d'impôt et de 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 d'encouragement à la production d'énergie éolienne (« 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, ce qui équivaut 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.

Actifs de la Société recevant des paiements aux termes d'écoÉNERGIE

- Ardenville
- Kent Hills 2
- Bone Creek

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 2025. De plus, au Canada, certaines dépenses engagées par des producteurs d'électricité indépendants (les « PEI ») durant l'aménagement 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.

En novembre 2018, le ministre des Finances fédéral a mis en place l'incitatif à l'investissement accéléré, qui fournira une déduction immédiate pour le nouveau matériel de production d'énergie propre acquis après le 20 novembre 2018 et pouvant être utilisé avant 2028. Le matériel de production d'énergie propre visé comprend des ajouts à la catégorie 43.1 et à la catégorie 43.2. La proposition a été incluse dans le budget fédéral de 2019 publié en mars 2019 et le projet de loi a été promulgué en juin 2019.

Crédits compensatoires de carbone

En 2007, le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (le « SGER »), cadre de réglementation des GES, a été établi par le gouvernement de l'Alberta. Le SGER réglementait les installations industrielles qui émettent des GES au-delà d'un certain seuil. Aux termes du SGER, certaines centrales de production d'énergie renouvelable en Alberta pouvaient générer des crédits compensatoires de carbone pendant une période pouvant aller jusqu'à 13 ans. Les entités assujetties au règlement pouvaient utiliser ces crédits pour réduire les coûts qu'elles engagent pour se conformer à leurs obligations relatives au carbone puisque les crédits compensatoires se négocient à des prix inférieurs aux coûts liés à la conformité.

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du SGER au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulations* (le « 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 établie en fonction du rendement des produits ou du secteur. Tous les actifs liés à l'énergie renouvelable qui recevaient des crédits compensatoires en vertu du SGER ont continué de recevoir des crédits en vertu du CCIR à raison de un pour un. Tous les autres actifs liés à l'énergie renouvelable qui ne recevaient pas de crédits en vertu du SGER pouvaient être couverts par le CCIR et recevoir des CPE à hauteur de la norme de conformité applicable au secteur de l'électricité à perpétuité. Les crédits compensatoires et les CPE représentent une quantité de carbone donnée exprimée en unités de t éq. CO₂ et peuvent être utilisés aux fins de conformité.

Le nouveau gouvernement de l'Alberta a adopté une législation pour passer du CCIR au TIER. Le TIER a remplacé le CCIR le 1^{er} janvier 2020. Les changements entre le CCIR et le TIER sont négligeables pour le secteur de l'électricité, puisque les centrales de production d'énergie renouvelable continueront de générer des crédits compensatoires et des CPE.

Les centrales situées en Alberta qui génèrent des crédits compensatoires de carbone aux termes du TIER sont indiquées ci-dessous. Voir également la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Législation environnementale en vigueur et adoptée récemment – Alberta* ».

Actifs de la Société générant des crédits compensatoires de carbone

- Ardenville
- Blue Trail
- Summerview 2

Lorsque le droit à des crédits compensatoires applicables aux projets éoliens aura pris fin après 13 ans à compter de la date du début de l'exploitation commerciale, les projets pourront choisir d'être couverts par le TIER et générer des CPE tant et aussi longtemps qu'ils seront en exploitation. Nous prévoyons que les produits des activités ordinaires générés aux termes du TIER seront similaires aux montants générés dans le passé aux termes des crédits compensatoires de carbone accordés auparavant. Il est prévu que le prix des CPE augmentera en parallèle avec toute augmentation du prix du carbone.

Les projets génèrent des crédits compensatoires à partir de 0,59 t éq. CO₂/MWh, tandis que les centrales de production d'énergie renouvelable couvertes généreront des CPE à partir du seuil de 0,37 t éq. CO₂/MWh établi pour l'électricité.

Les centrales situées en Alberta qui génèrent des CPE aux termes du TIER sont indiquées ci-dessous. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Législation environnementale en vigueur et adoptée récemment – Alberta* ».

Actifs de la Société générant des CPE aux termes du CCIR

- Castle River
- Cowley North
- Sinnott
- Soderglen

Ventes de crédits d'énergie renouvelable

Les CER peuvent être utilisés pour les besoins de conformité volontaire ou obligatoire 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.

Deux de nos actifs, soit Le Nordais, au Québec, et Mass Solar, au Massachusetts, génèrent des CER négociables que nous vendons sur le marché établi aux termes de la norme visant les sources d'énergie renouvelables (la « NSER »). Les deux actifs génèrent des CER conformes. Le Nordais est autorisé à vendre des CER de catégorie 1 (*Class 1*) sur les marchés établis aux termes de la NSER en Nouvelle-Angleterre. Les installations de Mass Solar génèrent des CER solaires qui sont vendus plus cher les dix premières années suivant le début de l'exploitation commerciale et, par la suite, les CER générés peuvent être vendus comme CER de catégorie 1 (*Class 1*) sur le marché établi aux termes de la NSER au Massachusetts et le reste du marché établi aux termes de la NSER en Nouvelle-Angleterre.

Cadre concurrentiel

Le secteur de la production d'électricité est en pleine transformation, et la demande d'électricité devrait augmenter considérablement à long terme. En plus de la nécessité de suivre le rythme de la croissance continue de la demande d'électricité, plusieurs facteurs clés incitent à investir massivement dans une nouvelle capacité de production pour l'avenir. Premièrement, on délaisse de plus en plus la production d'électricité à partir du charbon, en raison de l'âge des actifs et de la politique gouvernementale qui impose un prix sur les émissions et, dans certains cas, qui oblige la mise hors service de ces actifs. Deuxièmement, les politiques gouvernementales qui imposent des coûts ou qui offrent des incitatifs à l'utilisation de technologies à plus faible émission favorisent l'essor des technologies de production d'énergie renouvelable. Ces occasions coïncident avec la diminution importante des coûts d'installation de centrales éoliennes et solaires et, par conséquent, ces technologies représentent maintenant la majeure partie de la nouvelle capacité de production dont se sont dotés de nombreux réseaux électriques à l'échelle mondiale. Troisièmement, l'électrification est considérée comme l'un des leviers les plus efficaces pour réduire les émissions de GES dans de nombreux secteurs, notamment celui du transport. À mesure que ces secteurs et d'autres continueront de se tourner vers l'électricité comme principale source d'énergie, nous assisterons à l'accroissement de la demande pour notre produit. On s'attend à ce que la production d'énergie renouvelable soit l'une des sources de production d'électricité qui connaîtront la croissance la plus rapide tant au Canada qu'aux États-Unis, une prévision qui s'appuie sur les tendances et les annonces les plus récentes.

Nous sommes prêts pour cette évolution. Nous possédons les compétences, l'expérience et l'envergure nécessaires pour rivaliser afin d'obtenir des actifs supplémentaires dans nos marchés cibles. À l'heure actuelle, nous sommes l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada.

Secteur canadien de l'électricité

Le marché canadien de la production d'électricité est formé en grande partie de marchés provinciaux 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 types de combustibles utilisés pour la production soient diversifiés, 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 cette croissance devrait se poursuivre.

On s'attend à ce que la production éolienne représente la majeure partie de l'accroissement susmentionné. La Régie de l'énergie du Canada (la « REC ») prévoit l'ajout de 10 GW de capacité éolienne au cours de la période de prévision allant jusqu'en 2040. Cette tendance à la croissance est déjà bien amorcée. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, plus d'éoliennes ont été construites au Canada entre 2008 et 2018 que toute autre technologie de production. Le Canada est au neuvième rang des producteurs d'énergie éolienne du monde grâce à une capacité installée d'environ 13,8 GW en date de décembre 2019. L'énergie éolienne répond à quelque 6 % de la demande totale en électricité au Canada.

Le Canada est un leader mondial de la production d'hydroélectricité. Selon les prévisions de la REC, l'énergie hydraulique continuera d'être la principale source de production d'électricité jusqu'en 2040. À l'heure actuelle, l'hydroélectricité représente plus de 60 % de la production annuelle totale d'électricité au Canada, et celle-ci devrait s'accroître, pour passer de 400 TWh en 2019 à 440 TWh en 2040.

Secteur américain de l'électricité

L'Energy Information Administration (l'« EIA ») prévoit que la production d'électricité augmentera à un rythme d'environ 18 % entre 2019 et 2040 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. La production alimentée au gaz naturel et la production d'énergie renouvelable devraient augmenter respectivement de 33 % et de 78 % au cours de cette période. Selon l'EIA, la production d'énergie renouvelable aux États-Unis représente actuellement 18 % 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, et que cette croissance sera 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 visant les sources 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. En outre, un marché important s'est développé pour l'ajout de nouvelles centrales d'énergie éolienne et solaire visées par des contrats conclus directement avec des entreprises. Ce marché est vaste et, au cours du premier semestre de 2019, la conclusion de 43 nouveaux contrats, qui représentent plus de 4 GW de capacité de production, a été annoncée. Étant donné que les sociétés et les investisseurs accordent de plus en plus d'attention et d'importance aux questions environnementales, sociales et de gouvernance, nous nous attendons à ce que ce marché continue de croître.

Secteur australien de l'électricité

Le secteur australien de l'électricité est divisé en trois marchés distincts : le National Electricity Market (le « NEM ») dans l'Est, le Wholesale Electricity Market (le « WEM »), en Australie-Occidentale, et le Northern Territory Electricity Market (le « NTEM »). De plus, il existe un marché important pour la production « hors réseau » qui dessert les collectivités et les exploitations minières éloignées, en particulier en Australie-Occidentale, dans le Queensland et dans le Territoire du Nord.

Le NEM, avec une capacité installée actuelle de 53 GW, est le marché le plus important de l'Australie. La capacité installée alimentée au charbon est d'environ 23 GW et devrait disparaître en grande partie au cours de la prochaine décennie en raison de la vétusté des installations. La pénétration des énergies renouvelables, tant éoliennes que solaires, s'est considérablement accrue dans ce marché et devrait poursuivre sur cette lancée. Le Department of Environment and Energy fédéral prévoit une pénétration totale des énergies renouvelables de l'ordre de 50 % dans le NEM et de 55 % dans le WEM d'ici 2030.

À l'heure actuelle, nous exerçons des activités uniquement en Australie-Occidentale et nous cibons l'important secteur minier en région éloignée de ce territoire. Les principales exportations de l'Australie-Occidentale sont le minerai de fer, le nickel et l'or. Les prix des marchandises sont actuellement assez soutenus et le secteur du nickel connaît une augmentation de sa demande de la part des fabricants d'acier et de batteries. On prévoit une légère augmentation des exportations de minerai de fer alimentée par la hausse des cibles de production à long terme des grands producteurs qui visent à maintenir leurs revenus dans le contexte d'une baisse des prix. Le secteur minier en région éloignée a également entrepris d'explorer diverses options en vue d'ajouter la production d'énergie renouvelable à leurs installations dans le but de réduire les quantités de gaz et de diesel qui y sont consommées. Nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive et crée des occasions pour nos activités en Australie-Occidentale.

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 d'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 19 centrales éoliennes, 13 centrales hydroélectriques et une centrale alimentée au gaz et détenons une participation dans une capacité détenue d'environ 1 747 MW dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, d'Ontario, de Québec et du Nouveau-Brunswick au Canada, une participation financière dans une capacité détenue d'environ 780 MW au Wyoming, au Minnesota, au Massachusetts, au New Hampshire et en Pennsylvanie ainsi qu'en Australie-Occidentale composée de centrales alimentées au gaz, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire, 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 alimentées par un seul 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 2 mois à 29 ans, le nombre d'années d'exploitation moyen pondéré en fonction de la capacité s'établissant à 14,7 ans, y compris les installations dans lesquelles nous détenons une participation financière. De plus, la disponibilité moyenne des actifs éoliens et solaires était de 95,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, comparativement à 95,4 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. 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 1911. 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 de production installée atteignant environ 9 000 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 d'environ 800 MW en 2000 à une production installée de presque 2 400 MW au 31 décembre 2019 (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 alimentées au gaz naturel, enregistrent 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 sommes 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 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'électricité 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 capacité est visée actuellement par des contrats sur les six prochaines années. Nos CAÉ ont une durée à court terme pondérée en fonction de la capacité d'environ 11 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

TransAlta fournit des services de gestion, d'administration et d'exploitation à la Société. Les membres de l'équipe de gestion de TransAlta qui sont responsables de la gestion de nos activités possèdent une vaste expérience du secteur de la production d'énergie. Les employés de TransAlta qui fournissent des services de gestion, d'administration et d'exploitation dans nos installations sont les mêmes personnes qui fournissent des services analogues à TransAlta.

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 des exigences réglementaires et des modifications apportées aux politiques à cet égard.

Caractère saisonnier et cyclique

L'activité de la Société est cyclique en raison (i) de la nature même de l'électricité et de la capacité de stockage limitée de la Société et (ii) de la nature même des ressources d'énergie éolienne, solaire 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 et les centrales d'énergie solaire 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 et que le soleil est à son apogée. 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 la rubrique « *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 vigueur 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.

Gouvernement fédéral du Canada

Tarifification fédérale du carbone

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la « LTPGES »), une loi fédérale canadienne, est entrée en vigueur le 21 juin 2018. En vertu de la LTPGES, le gouvernement fédéral du Canada a instauré un prix national sur les émissions de GES. Le prix a été établi à 20 \$ la tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (« éq. CO₂ ») émise en 2019, puis il augmentera annuellement de 10 \$ jusqu'à 50 \$ la tonne en 2022.

Le 1^{er} janvier 2019, les filets de sécurité prévus dans la LTPGES sont entrés en vigueur dans les provinces et les territoires qui n'étaient pas dotés d'un programme de tarification du carbone indépendant ou dans lesquels le programme existant n'était pas réputé équivalent à celui du fédéral. Le filet de sécurité possède deux composantes : une redevance fédérale sur les combustibles au titre de la tarification de la pollution (la « taxe sur le carbone ») et un règlement pour les grands émetteurs appelé « système de tarification fondé sur le rendement » (le « STFR »). La taxe sur le carbone fixe le prix du carbone par tonne de GES émise relativement aux carburants de transport, au mazout de chauffage et autres sources d'émission plus minimes. Les provinces et les territoires visés par le STFR sont l'Ontario, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut. La taxe sur le carbone s'applique en Alberta, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Yukon et au Nunavut.

Le STFR régleme l'intensité des émissions de carbone des grands émetteurs en établissant pour les producteurs d'électricité une norme (une « norme de référence ») applicable au rendement du secteur à l'égard des émissions de GES par unité de production (t éq. CO₂/MWh). Les émetteurs dont les émissions dépassent la norme de référence génèrent des obligations relatives au carbone, et ceux dont les émissions sont inférieures à la norme de référence génèrent des CPE. Les émetteurs peuvent respecter leurs obligations en réduisant leur intensité d'émissions, en achetant des crédits de carbone d'autres sources (des crédits compensatoires ou des CPE) ou en versant au gouvernement des paiements de conformité.

Les filets de sécurité n'ont pas été imposés en 2019 aux autres territoires qui respectaient la LTPGES. Ces territoires doivent déposer et faire approuver leur programme de tarification du carbone annuellement. Au cours des périodes de conformité futures, si la totalité ou une partie de la réglementation d'une province en matière de GES ne respecte pas la LTPGES, le gouvernement fédéral imposera les filets de sécurité.

Redevance fédérale sur les combustibles au titre de la tarification de la pollution

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange* (Ontario) abrogeant sa redevance sur le carbone. Le gouvernement fédéral canadien a remplacé cette redevance par la redevance fédérale sur les combustibles au titre de la tarification de la pollution (la « taxe sur le carbone ») le 1^{er} janvier 2019. Parallèlement, le 30 mai 2019, le gouvernement de l'Alberta a abrogé sa redevance provinciale sur le carbone ainsi que la loi intitulée *Climate Leadership Act*. En conséquence, le gouvernement fédéral canadien a mis en œuvre la taxe sur le carbone en Alberta qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Les installations de l'Alberta et de l'Ontario qui sont assujetties à la réglementation visant les grands émetteurs sont dispensées de la taxe sur le carbone. Cette taxe ne s'applique qu'aux combustibles utilisés pour le transport et le chauffage dans les centrales de production d'énergie renouvelable et son coût est minime pour la Société.

Réglementation du gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral canadien a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Aux termes du règlement, les centrales d'électricité thermique au gaz naturel nouvelles et ayant subi des modifications majeures dont la capacité dépasse 150 MW doivent respecter une norme de 0,420 t éq. CO₂ par mégawattheure (« t éq. CO₂/MWh ») pour exercer leurs activités. En ce qui concerne les groupes ayant une capacité entre 25 MW et 150 MW, leur norme a été fixée à 0,550 t éq. CO₂/MWh. Aucune norme ne s'applique aux groupes ayant une capacité de 25 MW ou moins.

Aux termes du règlement, la conversion de l'alimentation au charbon à l'alimentation au gaz devra également à terme respecter une norme de 0,420 t éq. CO₂/MWh. Si l'essai de rendement initial effectué au cours de la première année suivant la conversion respecte certaines normes d'émission, la centrale ne sera pas tenue de respecter la norme de 0,420 t éq. CO₂/MWh pendant plusieurs années supplémentaires après la fin de sa vie utile.

Les dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans les contrats visant Sarnia devraient permettre le recouvrement de l'augmentation du coût lié au carbone associé à l'alimentation au gaz naturel auprès des clients.

Norme sur les combustibles propres

En 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention de tenir des consultations sur l'élaboration d'une Norme sur les combustibles propres (la « NCP ») afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au Canada, en accroissant l'utilisation de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à plus faible intensité en carbone. L'objectif de la norme est d'engendrer des réductions annuelles des émissions totales de GES de 30 millions de tonnes métriques d'ici 2030. La NCP

définira des exigences relatives à l'intensité en carbone du cycle de vie distinctes pour les combustibles liquides, gazeux et solides utilisés pour le transport, les produits industriels et les bâtiments. Aux termes de la politique proposée, le charbon brûlé dans les centrales assujetties à la réglementation sur la production d'électricité à partir du charbon ne sera pas visé par la réglementation. À l'heure actuelle, on s'attend à ce que le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité entre dans la catégorie du flux de combustible gazeux.

Les consultations portant sur le flux de combustible gazeux ont débuté en 2019 et se poursuivront au cours de 2020. La publication du projet de règlement sur le flux de combustible gazeux aura lieu à la fin de 2020; le règlement définitif devrait être publié en 2021, et son entrée en vigueur est prévue d'ici 2023. TransAlta continue de participer au processus de consultation.

L'adoption d'une NCP applicable au gaz naturel resserrerait les exigences de conformité auxquelles sont assujettis les fournisseurs de gaz naturel et ferait augmenter le coût des intrants liés à celui-ci. En raison des dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans les contrats visant Sarnia, l'adoption d'une telle norme ne devrait entraîner aucune incidence importante sur les produits des activités ordinaires de la Société.

Alberta

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du *Specified Gas Emitter Regulation* (le « SGER ») au *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* (le « 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 établie en fonction du rendement du produit ou du secteur. Le prix aux termes du CCIR était de 30 \$/t éq. CO₂ en 2019. La norme applicable au rendement du secteur de l'électricité a été établie à 0,37 t éq. CO₂/MWh, et elle baissera chaque année. Tous les actifs liés à l'énergie renouvelable qui ont fait l'objet de crédits en vertu du SGER ont continué 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 crédits en vertu de l'ancienne norme et qui ont choisi d'être couverts par le CCIR ont fait l'objet de crédits compensatoires de carbone à hauteur de la norme de conformité applicable au secteur de l'électricité aux termes du CCIR jusqu'à la fin de 2019. Une fois que la norme relative aux crédits applicables aux projets éoliens aux termes du protocole du SGER prendra fin, ces projets pourront aussi choisir d'être couverts par le système du CCIR et recevoir des crédits à hauteur de la norme applicable au rendement.

Le 16 avril 2019, le Parti conservateur uni (le « PCU ») a remporté les élections provinciales de l'Alberta avec un gouvernement majoritaire. Le PCU s'est engagé à passer du CCIR au TIER, et ce dernier a remplacé le CCIR le 1^{er} janvier 2020. Pour le secteur de l'électricité, les différences entre le CCIR et le TIER sont minimes, car les centrales de production d'énergie renouvelable continuent de faire l'objet de crédits compensatoires de carbone. En 2020, la taxe sur le carbone en vertu du TIER demeurera à 30 \$/t éq. CO₂, mais l'Alberta n'a toujours pas confirmé de futures augmentations de la taxe conformément aux exigences fédérales. La norme applicable au rendement est demeurée à 0,37 t éq. CO₂/MWh et restera constante plutôt que de se resserrer au fil du temps. Le gouvernement de l'Alberta ne prévoit pas procéder à un examen du TIER avant 2023.

Les centrales dont les émissions sont supérieures à la norme de référence établie devront se conformer au TIER 1) en contribuant au fonds TIER; 2) en réduisant leurs émissions; 3) en remettant des CPE obtenus auprès d'autres centrales; ou 4) en remettant des crédits compensatoires.

Conformément aux dispositions de la LTPGES, le gouvernement de l'Alberta a déposé auprès du gouvernement fédéral canadien les détails du programme TIER, adopté le 29 octobre 2019, et, le 6 décembre 2019, le gouvernement fédéral canadien a confirmé que le règlement TIER était conforme à la LTPGES pour 2020. Nos centrales de production d'énergie renouvelable génèrent des crédits de carbone (des crédits compensatoires et des CPE) en vertu du TIER, lesquels sont commercialisés auprès d'émetteurs afin contribuer à l'atténuation de leurs obligations liées au carbone.

Colombie-Britannique

Le 1^{er} avril 2018, la Colombie-Britannique a augmenté le prix de sa taxe sur le carbone à 35 \$/t éq. CO₂ et s'est engagée à augmenter annuellement le prix de 5 \$ jusqu'à 50 \$ par tonne en 2021. Cette taxe a une incidence minime sur les coûts pour la Société en raison de la nature de nos actifs en Colombie-Britannique.

Ontario

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange (Ontario). Cette loi a supprimé tous les règlements provinciaux existants sur les émissions de carbone et les coûts pour les grands émetteurs.

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

En vertu de la loi canadienne fédérale LTPGES, les provinces doivent mettre en œuvre des règlements sur les GES et fixer des prix qui s'alignent sur la LTPGES fédérale. Le 23 octobre 2018, le gouvernement fédéral a annoncé que les grands émetteurs de l'Ontario seraient assujettis au filet de sécurité fédéral STFR dès le 1^{er} janvier 2020. Toutes les installations assujetties dont les émissions annuelles sont de plus de 50 000 t éq. CO₂ sont automatiquement visées par la réglementation, tandis que les

émetteurs dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 50 000 t éq. CO₂ peuvent choisir d'y être assujettis. Les grands émetteurs de l'Ontario sont à l'heure actuelle assujettis au filet de sécurité fédéral STFR.

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié le règlement définitif sur les normes provinciales de rendement à l'égard des émissions (les « NRE »). Les NRE établissent des limites d'émissions de GES pour les installations assujetties. Les grands émetteurs qui produisent annuellement 50 000 t éq. CO₂ ou plus sont visés par la réglementation, tandis que les émetteurs dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 50 000 t éq. CO₂ peuvent choisir d'y être assujettis. La limite des émissions de carbone pour l'électricité est fixée à 0,42 t éq. CO₂/MWh. Le programme prévoit également une méthode qui tient compte de l'efficacité en matière de carbone des centrales de cogénération.

Les centrales dont les émissions sont supérieures aux exigences en matière de réduction des émissions peuvent se conformer 1) en achetant des unités d'émissions excédentaires auprès de l'organisme de réglementation; 2) en réduisant leurs émissions; ou 3) en utilisant les unités de rendement à l'égard des émissions d'installations dont les émissions sont inférieures à leur limite d'intensité. La première période de conformité aux NRE commencera le 1er janvier de l'année durant laquelle l'Ontario sera rayée de la liste des provinces assujetties au STFR fédéral. L'Ontario a soumis les NRE à l'examen du gouvernement fédéral. La plupart des coûts liés au carbone de notre centrale de Sarnia sont transmis à nos contreparties clientes en raison des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans nos contrats avec les clients.

New Hampshire (NE-ISO)

Le New Hampshire est doté d'un marché des PER, fait partie du marché des CER de la Nouvelle-Angleterre et est membre de la Regional Greenhouse Gas Initiative – un programme de plafonnement et d'échange de droits d'émissions. Toutefois, le parc éolien d'Antrim a conclu des contrats à long terme pour sa production et ses caractéristiques environnementales ainsi que des engagements de capacité à long terme. Par conséquent, la réglementation et les politiques étatiques et régionales qui ont trait à l'environnement et aux marchés auront une incidence minime sur les produits des activités ordinaires.

Massachusetts

Le programme Solar Renewable Electricity Credit I (le « SREC I ») a dispensé de l'application de la NSER du Massachusetts une quantité initiale de 400 MW provenant de petites centrales d'énergie solaire d'une capacité de 10 MW ou moins. La portée initiale du programme SREC I a été étendue, puis le programme a été remplacé par le SREC II, donnant droit à des incitatifs réduits. En 2018, le programme incitatif pour l'utilisation de l'énergie solaire est devenu l'actuel programme Solar Massachusetts Renewable Target (le « programme SMART »), aux termes duquel les incitatifs ont été de nouveau réduits. Aux termes du programme SMART, la valeur des incitatifs CER a été de nouveau réduite en raison de la diminution du coût rattaché à la non-conformité à ces exigences d'achat d'énergie solaire supplémentaire.

La cible en matière de volume du programme initial SREC I a été atteinte, et les projets admissibles dans le cadre du SREC I continuent de générer des crédits SREC I pendant les 10 premières années suivant la date du début de l'exploitation commerciale. Une fois que le SREC I aura pris fin, les centrales généreront des CER de catégorie 1 dans le cadre de la NSER du Massachusetts pendant le reste de leur durée de vie utile.

Dans le cadre du programme de facturation nette du Massachusetts, les centrales admissibles sont reliées au service public local et génèrent des crédits de facturation nette. Ces crédits compensent notamment les coûts de livraison et d'approvisionnement pour les clients et peuvent être vendus à ceux-ci à partir de centrales situées dans des zones éloignées ou de centrales admissibles sur place. En 2016, le programme de facturation nette a été mis à jour afin de diminuer la valeur des crédits de facturation nette en réduisant la compensation des coûts de sorte que seuls les coûts du marché de l'énergie soient couverts. Les nouveaux projets ont subi l'incidence de cette modification lorsque le volume du programme de facturation nette a atteint 1 600 MW. Les centrales de TransAlta Renewables et d'autres centrales existantes bénéficient d'une clause de droits acquis et continueront de recevoir la compensation intégrale initiale des coûts pendant une période de 25 ans suivant la date du début de l'exploitation commerciale initiale.

Minnesota (MISO)

Le Minnesota est doté d'une NSER et permet à Xcel Energy, à d'autres entreprises de services publics et à des entreprises d'autres domaines d'utiliser les CER du Michigan pour répondre aux exigences. Les CER générés par Lakeswind ont été transférés au client dans le cadre de la conclusion d'un contrat à long terme. Ainsi, la NSER n'a aucune incidence sur les produits des activités ordinaires du projet.

Pennsylvanie (PJM)

La Pennsylvanie est dotée d'une NSER et est liée aux marchés des CER de la Nouvelle-Angleterre. La règle du prix minimal de l'offre (*Minimum Offer Price Rule*) (la « règle MOPR ») du marché de capacité de PJM est en cours de révision. Étant donné que le parc éolien de Big Level ne vend pas ses CER à des entités visées par la NSER, il n'est pas assujéti aux obligations relatives à la règle MOPR du marché de capacité.

Wyoming

Le Wyoming n'a pas de NSER ni de marché lié au carbone. Un récent projet de loi d'initiative parlementaire proposait une augmentation de la taxe sur l'énergie éolienne dans l'État, mais n'a pas été adopté par la législature. L'appui en faveur de l'énergie éolienne dans l'État s'accroît, de sorte qu'il est très peu probable qu'une augmentation de la taxe sur l'énergie éolienne puisse être adoptée par la législature.

Le parc éolien du Wyoming a conclu des contrats à long terme pour la vente de son énergie et de ses caractéristiques environnementales, de sorte que les changements apportés à la réglementation et aux politiques de l'État qui ont trait à l'environnement et aux marchés continueront d'avoir une incidence négligeable sur les produits des activités ordinaires.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a promulgué une législation afin de mettre en œuvre l'Emissions Reduction Fund (l'« 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. Le mécanisme de sauvegarde de l'ERF, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, est conçu pour faire 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 nos actifs australiens, puisque ceux-ci se composent principalement de centrales alimentées au gaz. En outre, le 23 juin 2015, le gouvernement fédéral australien a procédé à une refonte du régime de cible d'énergie renouvelable (*Renewable Energy Target*) (la « CER »). La CER devrait ajouter au moins 33 000 GWh provenant de ressources renouvelables d'ici 2020, ce qui doublerait la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle produite comparativement au niveau actuel et ferait en sorte qu'environ 23,5 % de la production d'électricité australienne proviendrait de projets renouvelables.

Aux termes du mécanisme de sauvegarde de l'ERF, les émissions du secteur de l'électricité sont plafonnées à 198 Mt d'équivalents en CO₂ par année. Si les émissions du secteur de l'électricité dépassent ce niveau de référence, chaque installation devra, pour chacune des années suivantes, maintenir ses émissions en deçà du niveau de référence qui lui est propre et qui est établi lorsque les exploitations atteignent leur plus haut niveau de production. Le niveau de référence du secteur a diminué au cours des dernières années, de sorte que les centrales ne sont pas individuellement assujetties à l'ERF. De plus, les données de référence pour les centrales existantes sont établies à la production maximale, ce qui assure leur conformité aux exigences. L'ERF ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs australiens, sauf si des modifications sont apportées à la réglementation.

Cadre réglementaire des marchés

Le texte ci-dessous décrit le cadre réglementaire des marchés qui sont importants pour la Société.

Canada

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 surveiller et d'examiner le 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 chargée 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.

Le 24 juillet 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il ne passera pas à un marché de capacité et qu'il continuera de maintenir un marché axé uniquement sur l'énergie produite. Cette décision a mis un terme à tous les travaux relatifs à la conception du marché de capacité, qui étaient en cours par l'intermédiaire de l'AESO depuis 2017. L'annonce du gouvernement a fait suite à un examen et à une consultation des parties prenantes; celles-ci se sont prononcées pour le maintien du marché axé uniquement sur l'énergie produite, car ce marché a prouvé par le passé qu'il pouvait fournir aux Albertains un approvisionnement en électricité fiable et abordable. La suppression des modifications législatives visant l'établissement du marché de capacité a reçu la sanction royale le 31 octobre 2019. Comme la capacité disponible des ressources éoliennes à production intermittente est d'une fiabilité limitée, le marché de capacité aurait probablement eu des effets directement

préjudiciables sur les centrales éoliennes; l'engagement renouvelé en faveur d'un marché axé uniquement sur l'énergie produite est donc positif pour ces centrales.

Le ministre de l'Énergie a en outre chargé Alberta Energy de procéder à un examen de la politique sur la domination du marché et l'atténuation du risque d'une domination du marché concernant le marché axé uniquement sur l'énergie produite et les services connexes; en outre, il a chargé l'AESO de faire, d'ici le 31 juillet 2020, une analyse et des recommandations sur la nécessité de modifier l'établissement des prix plancher/plafond et des prix dans un contexte de resserrement du marché. Les résultats de ces examens sont en cours et aucune modification du marché axé uniquement sur l'énergie produite n'a été proposée à ce jour.

La production de TransAlta Renewables en Alberta est vendue sous contrat à TransAlta aux termes du CAÉ de TransAlta.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, le marché de l'électricité est dominé par BC Hydro, société d'État intégrée verticalement. L'autre entreprise de services publics provinciale, FortisBC, est responsable d'un petit territoire de service à l'intérieur de la province. L'électricité est négociée sur d'autres marchés par l'entremise de Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro. Toutes les entreprises de services publics d'électricité sont régies par la British Columbia Utilities Commission.

À la fin des années 1990 et au début des années 2000, BC Hydro a établi, sous la direction du gouvernement, un marché privé de production d'énergie au moyen de plusieurs appels d'offres concurrentiels auprès des PEI. Au cours des dernières années, B.C. Hydro a cessé de faire des appels d'offres concurrentiels et de conclure des contrats avec des PEI et a suspendu le programme d'offres à commande (Standing Offer Program) pour les petits projets de moins de 15 MW en attendant la révision de ce programme et l'achèvement du plan intégré des ressources (l'« IRP », acronyme d'Integrated Resource Plan) de 2018.

BC Hydro prépare son IRP de 2018 afin de déterminer ses besoins en approvisionnement et ses futures stratégies d'achat. L'IRP de 2018 est retardé et il pourrait n'être remis aux fins d'examen par la BC Utilities Commission qu'en 2021. Dans l'IRP de 2013, on a souligné la nécessité de renouveler les contrats conclus avec les centrales indépendantes existantes, mais on n'a pas constaté l'existence d'un besoin d'approvisionnement en électricité supplémentaire par les PEI; le marché n'a subi que de légers changements depuis l'adoption de cet IRP. Si, dans l'IRP de 2018, on établit que les besoins futurs sont limités, le renouvellement des contrats pourrait s'avérer difficile pour nos actifs britanno-colombiens.

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 admissibles, 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 mis hors service ou qu'un approvisionnement additionnel est requis, les fournisseurs de services habituels (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 visant les sources 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 visant les sources d'énergie renouvelable fixée à 40 %.

Bien que le Nouveau-Brunswick ait produit de grands projets commerciaux d'énergie éolienne au cours des 10 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. Ce développement ne devrait pas avoir d'effet immédiat sur les projets actuels de TransAlta Renewables.

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 la SIERE. La SIERE est l'organisation issue de la fusion de l'ancienne SIERE et de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) en 2015. Le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario soutient la SIERE en déterminant la combinaison des sources d'électricité que celle-ci doit obtenir. La SIERE a le mandat d'entreprendre une planification à long terme du système électrique, 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. Le secteur de l'électricité de la province est régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

La SIERE effectue actuellement une consultation sur le renouvellement du marché qui comprend des changements de fond proposés du marché de l'électricité, notamment la modification du marché de l'énergie, l'ajout d'un marché de capacité et l'amélioration du fonctionnement et de la fiabilité. La SIERE prévoit instaurer un mécanisme d'enchères de capacité en 2020. Elle poursuit ses consultations sur les modifications du marché de l'énergie, qui devraient être mises en œuvre au début de 2023. Comme une grande partie de la production de TransAlta Renewables est visée par des contrats à long terme, les effets de ces modifications devraient être minimes.

Le 21 novembre 2019, le ministre du Développement du Nord et des Mines a donné à la SIERE instruction de retenir les services d'une tierce partie pour examiner les contrats de production existants et produire un rapport à l'intention du gouvernement au plus tard le 28 février 2020. Il est prévu que le rapport soutiendra les efforts continus que la SIERE déploie en vue de trouver des moyens de réduire les coûts de l'électricité.

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, 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. Dans l'ensemble, la structure d'Hydro-Québec rend difficile la réalisation de nouveaux projets; toutefois, les projets existants, comme Le Nordais, qui sont visés par des contrats en vigueur ne subissent en général aucun effet et sont capables de conclure de nouveaux contrats.

Marché de gros de l'électricité aux États-Unis

La loi intitulée *Federal Power Act* des États-Unis confère à la FERC des États-Unis 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 loi intitulée *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 (la « 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.

Massachusetts (NE-ISO)

La centrale de Mass Solar du Massachusetts est raccordée au réseau de distribution, de sorte que l'électricité qu'elle produit est directement acheminée vers les services publics et n'est pas offerte sur le marché intégré. Tous les produits des activités ordinaires qui sont associés à ce projet proviennent des programmes de facturation nette et de la NSER de l'État. Conformément aux modalités du contrat à long terme, toute l'énergie est livrée au preneur, ce qui réduit au minimum l'effet des fluctuations du marché sur les produits des activités ordinaires.

Minnesota (MISO)

Le parc éolien de Lakeswind, situé au Minnesota, est connecté au Midcontinent Independent System Operator (le « MISO ») et relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par le MISO et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. Le MISO dispose à la fois d'un marché de l'énergie et d'un marché de capacité volontaire. Dans le cadre du contrat à long terme, toute l'électricité est livrée au preneur à la sortie de la centrale, ce qui réduit au minimum l'effet des fluctuations du marché sur les produits des activités ordinaires.

New Hampshire (NE-ISO)

Le parc éolien d'Antrim, situé au New Hampshire, est connecté au New England Independent System Operator (le « NE-ISO ») et relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par le NE-ISO et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. Le NE-ISO dispose à la fois d'un marché de l'énergie et d'un marché de capacité à participation obligatoire. L'électricité produite par le parc éolien d'Antrim est offerte sur le marché et transférée à nos clients. Le parc éolien d'Antrim a une obligation de fourniture de capacité à long terme et n'est donc pas touché par les changements à court terme visant le processus d'enchères sur le marché de capacité. Comme le parc éolien d'Antrim et la plupart des autres projets éoliens à production intermittente sont tenus de participer au projet Do not Exceed Dispatch de la NE-ISO, les changements du marché ne devraient avoir qu'un effet minime sur les produits des activités ordinaires.

Pennsylvanie (PJM)

Le parc éolien de Big Level, situé en Pennsylvanie, est connecté à l'opérateur de réseau indépendant PJM (« PJM ») et relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par PJM et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. PJM dispose à la fois d'un marché de l'énergie et d'un marché de capacité à participation obligatoire. La totalité de l'énergie produite et de la capacité a été transférée à l'acheteur. Par conséquent, tout changement du marché ne devrait avoir qu'un effet minime sur les produits des activités ordinaires.

Wyoming

La Wyoming Public Service Commission (la « WPSC ») a le pouvoir de réglementer et de superviser chaque « entreprise de services publics » (public utility), ce qui comprend les quatre entreprises de 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 pipelines. Dans le cas des services publics d'électricité réglementés, la WPSC 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 WPSC 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.

Australie

L'Australie compte deux principaux marchés de l'électricité distincts, soit le NEM, qui englobe tous les grands centres de population de la côte est, et le WEM, qui couvre le sud-ouest de l'Australie-Occidentale, y compris sa capitale, Perth. Un certain nombre de petits réseaux électriques autonomes desservent des centres de population régionaux, notamment le North West Interconnected System (le « NWIS »), dans la région de Pilbara de l'Australie-Occidentale, et Darwin-Katherine System (le « DKS »), dans le Territoire du Nord.

L'Australian Energy Market Operator (l'« AEMO ») est l'opérateur de marché du WEM et du NEM; toutefois, les deux marchés sont totalement indépendants l'un de l'autre, puisqu'ils sont assujettis à des règles de marché différentes et qu'il n'existe aucune interconnexion physique entre eux. Le WEM comprend à la fois un marché pour la capacité de production et un carrefour de négociation brut de l'énergie doté d'un nœud de référence unique pour les prix de gros. Le NEM est un marché axé uniquement sur l'énergie produite doté de cinq nœuds de référence régionaux pour les prix de gros correspondant à chacun des États participants, soit le Queensland, la Nouvelle-Galles du Sud, Victoria, la Tasmanie et l'Australie-Méridionale.

Le Public Utilities Office de l'Australie-Occidentale (le « PUO »), en sa qualité de conseiller du ministre de l'Énergie, travaille actuellement avec l'AEMO et l'ensemble du secteur de l'électricité afin de mettre en œuvre de nouvelles réformes au sein du WEM, y compris en limitant l'accès au réseau et en apportant les modifications nécessaires aux règles du marché de gros dans le but de permettre une répartition limitée pour des raisons de sécurité. Un programme exhaustif de travaux est en cours et vise à mettre en œuvre les réformes le 1^{er} octobre 2022.

Le PUO travaille également avec les participants au NWIS pour introduire certains éléments d'un marché de l'électricité plus officiel, notamment en fournissant à des tiers un accès à la partie du NWIS appartenant à Horizon Power et en assurant une coordination centralisée des services de répartition et des services connexes.

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 exploitation, son activité, sa situation financière, ses résultats opérationnels et/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, de l'ensoleillement et des débits d'eau, ainsi que des actes de vandalisme ou le vol pourraient avoir un effet défavorable 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 conditions météorologiques, les travaux d'entretien non planifiés et d'autres 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 ou toute absence de renouvellement de celles-ci pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous vendons la majeure partie de notre électricité et, dans certains cas, nos caractéristiques environnementales, comme 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, s'il refuse d'accepter la livraison d'électricité aux termes du CAÉ en question ou s'il ne renouvelle pas son entente contractuelle avec nous, 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 la rubrique « *Développement général de l'activité - 2017 - État des activités commerciales à la centrale de South Hedland* » de la présente notice annuelle.

Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie ou la modification des politiques gouvernementales, 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 ou d'autres biens et la prestation de services puissent avoir lieu. 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 mise 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 pour 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. Voir les rubriques « *Activités de TransAlta Renewables - Législation environnementale en vigueur et adoptée récemment* » et « *Activités de TransAlta Renewables - Cadre réglementaire* ».

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 alimentées au gaz et les centrales hydroélectriques et/ou 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 d'énergie solaire, les centrales alimentées au gaz et 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 de l'aménagement 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 d'électricité à partir 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 sommes parfois tenus d'aviser et de consulter 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 tarifs de rachat garantis (les « TRG »), de rabais, de crédits d'impôt, de normes visant les sources 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 de l'aménagement et de la construction d'installations de production d'énergie renouvelable.

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

Nombre 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 pourraient 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, nos projets de construction et nos activités sont touchées par les effets de catastrophes naturelles, de crises de santé publique et d'autres événements catastrophiques indépendants de notre volonté et ceux-ci pourraient avoir un effet défavorable important.

Nos centrales, nos projets de construction 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, les tremblements de terre et les crises de santé publique, comme les pandémies et les épidémies), 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 en fonction de la capacité d'environ 11 ans et la première date d'expiration prévue vise un contrat qui expire en 2022. 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. La fermeture d'une ou de plusieurs centrales ou installations dans lesquelles la Société détient une participation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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, 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 nos systèmes informatiques pour le traitement, la transmission et le stockage des données électroniques et des données utilisées pour l'exploitation sécuritaire de nos actifs. Dans le contexte actuel, où les cybermenaces sont toujours présentes, toute attaque ou toute autre atteinte à la sécurité de notre réseau ou de nos systèmes informatiques pourraient causer des interruptions de nos activités commerciales. Les cyberpirates peuvent utiliser différentes techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre clientèle à l'utilisation de codes malveillants très avancés d'une manière isolée ou répandue pour tenter d'enfreindre les contrôles de sécurité de notre réseau. Les cyberpirates peuvent aussi avoir recours à une combinaison de techniques en vue de se soustraire aux mesures de protection, telles que les pare-feu, les systèmes de prévention d'intrusions et les logiciels antivirus installés dans nos systèmes d'infrastructure de réseaux. Si elle réussit, une cyberattaque 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 commerciales.

Nous prenons constamment des mesures pour protéger notre infrastructure contre d'éventuelles cyberattaques susceptibles d'endommager notre infrastructure, nos systèmes et nos données. Notre programme de cybersécurité est conforme aux pratiques exemplaires 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 avons également mis en place des programmes de sensibilisation à la sécurité pour renseigner nos utilisateurs sur les risques de cybersécurité et leurs responsabilités en ce qui concerne la protection de l'entreprise.

Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel informatique, de pratiques, de sauvegardes de données et de méthodes conçus pour empêcher les atteintes à la sécurité de 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 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. De plus, les variations d'ensoleillement pourraient avoir une incidence sur les niveaux de production de l'énergie de notre centrale d'énergie solaire. Les variations météorologiques pourraient subir les incidences des changements climatiques et entraîner une élévation soutenue des températures et 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 production au 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 réussions 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 stricts 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 stratégie de croissance. Nous dépendons des services de gestion, d'exploitation 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 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 assujettis 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. Voir la rubrique « *Questions liées au personnel et à la gouvernance* » ci-après.

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 crucial 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 publics, 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 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, nos participations financières dans les actifs du Wyoming, de Lakeswind, de Mass Solar, de Big Level et d'Antrim nous exposent 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 ces devises 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 importante 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 est assujetti à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient amener cet horizon à survenir plus tôt que ce que nous prévoyons actuellement, soit environ deux ans en ce qui concerne les actifs dont nous sommes propriétaires. 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 reflét

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 et/ou de ceux de TransAlta; 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 (y compris TransAlta); d) la perte ou la démission de membres de la haute direction ou d'autres membres clés du personnel de TransAlta et/ou 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, la quantité d'ensoleillement à notre centrale d'énergie solaire, 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 liquidité pour l'investisseur pourraient avoir une incidence négative sur le cours de nos actions s'ils sont exercés.

TransAlta détient, directement ou indirectement, environ 60% de nos actions ordinaires émises et en circulation. La convention de liquidité pour 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 liquidité pour l'investisseur confère également à TransAlta des droits accessoires d'inscription ou des droits d'entraînement. 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 liquidité pour 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. Voir la rubrique « *Questions liées au personnel et à la gouvernance - Convention de liquidité pour l'investisseur* ».

Dépendance à l'égard du rendement financier du parc éolien du Wyoming, du parc éolien de Lakeswind, de la centrale de Mass Solar, du parc éolien de Big Level, du parc éolien d'Antrim et des actifs australiens.

La valeur des actions ordinaires est tributaire, en grande partie, du rendement financier et de la rentabilité du parc éolien du Wyoming, du parc éolien de Lakeswind, de la centrale de Mass Solar, du parc éolien Big Level, du parc éolien d'Antrim 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, le parc éolien de Lakeswind, la centrale de Mass Solar, le parc éolien de Big Level, le parc éolien d'Antrim 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.

La nature des participations financières dans nos actifs pourrait avoir un effet défavorable sur notre rendement opérationnel et/ou nos résultats.

TransAlta, directement et indirectement par l'intermédiaire de TA Power, de TA Energy et de TEC L.P., conserve le titre de propriété du parc éolien du Wyoming, du parc éolien de Lakeswind, de la centrale de Mass Solar, du parc éolien de Big Level, du parc éolien d'Antrim et des actifs australiens. Sauf comme il est expressément prévu dans les conventions d'investissement australien et dans les modalités des actions privilégiées replet du parc éolien du Wyoming, des actions privilégiées replet du parc éolien de Lakeswind, des actions privilégiées replet de la centrale de Mass Solar, des actions privilégiées replet du parc éolien de Big Level et du parc éolien d'Antrim et des actions privilégiées replet australiennes, nous ne détenons aucun droit légal à l'égard de ces actifs. Nous possédons plutôt des actions privilégiées replet du parc éolien du Wyoming, des actions privilégiées replet du parc éolien de Lakeswind, des actions privilégiées replet de la centrale de Mass Solar, des actions privilégiées replet du parc éolien de Big Level et du parc éolien d'Antrim et des actions privilégiées replet australiennes qui nous procurent 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, du parc éolien du Wyoming, du parc éolien de Lakeswind, de la centrale de Mass Solar,

du parc éolien de Big Level, du parc éolien d'Antrim et des actifs australiens. Cela signifie que nous ne sommes pas en mesure d'aliéner le parc éolien du Wyoming, le parc éolien de Lakeswind, la centrale de Mass Solar, le parc éolien de Big Level, le parc éolien d'Antrim 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.

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

Fonds insuffisants pour verser les distributions

Les porteurs des actions privilégiées reflet du parc éolien du Wyoming, des actions privilégiées reflet du parc éolien de Lakeswind, des actions privilégiées reflet de la centrale de Mass Solar, des actions privilégiées reflet du parc éolien de Big Level et du parc éolien d'Antrim et des actions privilégiées reflet australiennes ont le droit de recevoir des paiements de dividendes en espèces réguliers en priorité par rapport aux porteurs des actions ordinaires. Rien ne garantit que le parc éolien du Wyoming, le parc éolien de Lakeswind, la centrale de Mass Solar, le parc éolien de Big Level, le parc éolien d'Antrim et les actifs australiens généreront suffisamment de fonds pour le versement des dividendes payables par TA Energy et TA Power à l'égard des actions privilégiées reflet du parc éolien du Wyoming, des actions privilégiées reflet du parc éolien de Lakeswind, des actions privilégiées reflet de la centrale de Mass Solar, des actions privilégiées reflet du parc éolien de Big Level et du parc éolien d'Antrim et des actions privilégiées reflet australiennes.

QUESTIONS LIÉES AU PERSONNEL ET À LA GOUVERNANCE

Les dirigeants de TransAlta Renewables sont John Kousinioris, président, Brent Ward, chef des finances, Aron Willis, vice-président à la direction, Croissance, Scott Jeffers, secrétaire et Kathryn Higgins, directrice générale et contrôleur de la Société. Les services de gestion et d'administration sont fournis par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation. Voir les rubriques « *Questions liées au personnel et à la gouvernance - Convention de services de gestion et d'exploitation* » et « *Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - 2019 - Changements au sein de la direction et du conseil d'administration* » de 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 réalisons certains gains d'efficacité 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 des collectivités au sein desquelles ses employés travaillent et vivent. Les objectifs d'entreprise de TransAlta sont en cohérence avec les Objectifs de développement durable de l'ONU et nous avons été reconnus par le CDP (auparavant appelé Carbon 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 dans le cadre du programme *Progressive Aboriginal Relations* (PAR) du 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) élaborer, 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, notamment en vue de la préparation de nos états financiers annuels et intermédiaires et de la préparation et du 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 services de contentieux 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 (les « 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 en vigueur 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 fournir 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 du même groupe qu'elles respectivement, exigent l'approbation de nos administrateurs indépendants ou de nos actionnaires, à moins que cette approbation ne soit obtenue aupréalable.

TransAlta et son personnel ont l'obligation de consacrer autant de temps qu'il est raisonnablement nécessaire de le faire pour la prestation en bonne et due forme de ses services 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 du même groupe qu'elle (autres que nous) ainsi que leurs dirigeants, 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 détails 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 M\$ 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 frais d'aménagement de 1 M\$ à la signature du contrat d'achat d'électricité avec Énergie Nouveau-Brunswick visant le projet de Kent Hills 3. Nous avons versé des frais supplémentaires de 2 M\$ à TransAlta en 2018, à la date du début de l'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. Le 28 février 2020, la convention de services de gestion a été modifiée pour que les frais d'administration soient calculés trimestriellement de manière à correspondre à 5 % du BAIIA comparable du trimestre fiscal précédent, sans doublement des coûts indirects liés à la gestion, à l'administration, à la comptabilité, à la planification et au siège social de TransAlta qui réduisent les dividendes ou les distributions qui seraient autrement payables à la Société sur les actions privilégiées. Ce changement ne devrait pas modifier sensiblement le montant des frais d'administration.

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 du même groupe qu'elle, 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 du même groupe qu'elle et les personnes ayant un lien avec elle, ainsi que chacun de leurs administrateurs, dirigeants et employés respectifs, ne peuvent pas, directement ou indirectement, être tenus responsables ou imputables, à l'égard de TransAlta Renewables ou de nos actionnaires, des pertes ou des dommages résultant de l'exécution ou de 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, dirigeants 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 et sera automatiquement renouvelée pour des périodes successives de 5 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 TransAlta et les membres du même groupe qu'elle) 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 du même groupe que nous feraient l'acquisition et/ou l'aménagement 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 d'aménagement s'offrant à nous (les « 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 du même groupe qu'elle 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 de membres du même groupe qu'elle 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 la rubrique « *Administrateurs et dirigeants – 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 dirigeants ou des employés de TransAlta ou des membres du même groupe qu'elle ou d'autres personnes, au gré de TransAlta. Les personnes désignées par TransAlta, qui sont des administrateurs, des dirigeants ou des employés de TransAlta ou des membres du même groupe qu'elle, 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 conserve, à ce moment-là, le droit de désigner cet administrateur.

Dans toute la mesure permise par la loi, nous indemniserons chacun des administrateurs, des dirigeants, des anciens administrateurs et des anciens dirigeants de TransAlta Renewables, selon le cas, et chacune des personnes qui agissent ou ont agi à notre demande à titre d'administrateur ou de dirigeant 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 préférentiels de souscription 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 (les « 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 (les « 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 préférentiel de souscription 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 aura 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 ces renseignements relatifs à TransAlta Renewables 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 liquidité pour l'investisseur

Le 9 août 2013, nous avons conclu la convention de liquidité pour l'investisseur avec TransAlta, laquelle prévoit que TransAlta et tout cessionnaire direct ou indirect de celle-ci qui deviendra partie à la convention de liquidité pour l'investisseur (individuellement, un « 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 (les « titres pouvant être inscrits »), sous réserve de certaines restrictions décrites ci-dessous (une « demande d'inscription »). Sur réception d'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 d'un ou 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 assujettis 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; et 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 M\$ à la date de la demande d'inscription. Dans le cas où la majorité des membres du conseil indépendants détermine 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 (la « 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 puisse se prolonger 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 pourrions 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 le nombre de titres pouvant être inscrits que ce porteur pourra demander (l'« 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 aurait un effet défavorable sur le 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 liquidité pour l'investisseur demeurera en vigueur jusqu'à la date du premier des événements à survenir : a) il n'y a plus de titres pouvant être inscrits en circulation; b) les porteurs, collectivement, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 10 % ou moins des actions ordinaires émises et en circulation; ou c) la convention de liquidité pour l'investisseur est résiliée au moyen d'une entente écrite entre toutes les personnes qui, au moment de la résiliation de cette convention, sont les porteurs de tous les titres pouvant être inscrits.

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 (les « actions privilégiées »). En date du

28 février 2020, il y avait 265 851 078 actions ordinaires émises et en circulation, et il n'y avait aucune action de catégorie B ni aucune action privilégiée émise 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 de rang supérieur 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 distribution des actifs de la Société en cas de liquidation, de dissolution ou de faillite de la Société ou de toute autre distribution 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 de rang supérieur aux actions ordinaires quant au versement d'une distribution. Les actions ordinaires ne sont pas convertibles en actions d'une autre catégorie.

Le 31 mai 2018, le conseil d'administration a approuvé la mise en œuvre d'un régime de réinvestissement des dividendes (un « RRD »), à l'intention des porteurs d'actions ordinaires canadiens. Le prix des actions ordinaires acquises aux termes du RRD correspondra à 98 % du cours moyen des actions ordinaires pour les cinq jours de bourse au cours desquels au moins 500 actions ordinaires sont négociées à la TSX immédiatement avant la date de versement des dividendes. Les actions ordinaires acquises aux termes du RRD sont de nouvelles actions émises par la Société. TransAlta n'a pas l'intention de participer au RRD.

Actions de catégorie B

Le 1^{er} août 2017, les actions de catégorie B émises antérieurement ont été converties en actions ordinaires à la date du début de l'exploitation commerciale du projet de South Hedland, de sorte qu'il n'y a actuellement aucune action de catégorie B en circulation. Voir la rubrique « Développement général de l'activité - Historique des trois derniers exercices - 2017 - Conversion des actions de catégorie B et augmentation du taux de dividende » de la présente notice annuelle.

Les porteurs des actions de catégorie B ont 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 confère une voix. Les actions de catégorie B ne confèrent 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 aux actions de catégorie B de temps à autre à l'égard du paiement lors d'une distribution, ont 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, le reliquat des biens de la Société.

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 de rang supérieur aux 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 aux 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, le cas échéant, 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, en priorité par rapport aux porteurs d'actions ordinaires ou d'autres actions de la Société de rang inférieur aux 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, le cas échéant, précisé comme étant payable en priorité aux porteurs de ces séries en cas de distribution. Il n'y a actuellement aucune action privilégiée émise et en circulation.

Dettes sans recours

En février 2015, Pingston Power Inc., une filiale détenue en copropriété de Canadian Hydro Developers Inc. (« CHD ») a émis des obligations garanties par leur centrale de Pingston détenue en copropriété. La part du produit brut revenant à Pingston Power Inc. 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 annuel de 3,834 %, les intérêts étant payables et le capital étant remboursable semestriellement jusqu'à l'échéance en décembre 2028.

En juin 2016, New Richmond Wind L.P., filiale en propriété exclusive de CHD, a émis une obligation de 159 M\$ qui porte intérêt au taux de 3,963 %, le capital étant remboursable 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 New Richmond Wind L.P.

En octobre 2017, Kent Hills Wind L.P., une filiale en propriété conjointe de CHD et de Natural Forces Technologies Inc., a émis une obligation de 260 M\$ qui porte intérêt au taux de 4,454 %, le capital étant remboursable et les intérêts étant payables trimestriellement sous forme de versements de capital et d'intérêts réunis jusqu'à l'échéance le 30 novembre 2033. L'obligation est garantie par une charge de premier rang sur tous les actifs de Kent Hills Wind L.P. CHD détient une participation de 83 % dans Kent Hills Wind L.P. et Natural Forces Technologies Inc. détient une participation de 17 % dans les actifs. Le produit tiré du financement a été partiellement affecté au remboursement 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 convention de crédit consortiale nous donnant accès à une facilité de crédit consentie d'un montant de 500 M\$. Cette facilité est entièrement consentie pour une période de quatre ans et, au cours du deuxième trimestre de 2019, elle a été modifiée pour la faire passer de 500 M\$ à 700 M\$ et prolongée jusqu'en 2023. 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 381 M\$ était disponible au 31 décembre 2019. Lors de la conclusion de la nouvelle convention de crédit consortiale en 2017, la facilité de crédit de 350 M\$ servant à financer le fonds de roulement fournie par TransAlta a été résiliée.

Restrictions relatives à la dette

La facilité de crédit consortiale comprend des clauses restrictives exigeant 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 de la facilité et dans la réduction des prélèvements autorisés aux termes de la facilité du même montant. Les obligations de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston Inc., de New Richmond Wind L.P. et de Kent Hills Wind L.P. 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.

Actions reflet

La Société a investi dans des actions privilégiées de filiales de TransAlta qui procurent des dividendes basés sur certains résultats financiers d'autres filiales de TransAlta. Le revenu total que tire la Société de ces investissements au fil du temps lui procure indirectement des flux de trésorerie qui reflètent ceux des filiales.

Action reflet	Émetteur	Description
Actions privilégiées reflet australiennes	TA Energy	Collectivement avec les actions privilégiées du capital-actions de TEA détenues par la Société, les actions privilégiées reflet australiennes confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées une participation financière fondée sur les flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux résultats nets distribuables sous-jacents de TEA.

Action reflet	Émetteur	Description
Actions reflet d'un prêt australiennes	TA Power	Les modalités des actions reflet d'un prêt australiennes confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit de toucher des dividendes correspondant aux paiements d'intérêt à l'égard du prêt à terme amortissable remboursable par TEA à une autre filiale de TransAlta. Les actions reflet d'un prêt australiennes seront rachetées au moment prévu ou lorsque d'autres remboursements de capital seront effectués sur le prêt sous-jacent, et le montant des remboursements correspondra au montant du remboursement de capital applicable.
Actions privilégiées reflet de Big Level et d'Antrim	TA Power	Les modalités des actions privilégiées reflet de Big Level et d'Antrim confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit aux flux de trésorerie disponibles tirés des parcs éoliens de Big Level et d'Antrim, sous forme de dividendes qui sont établis en fonction du résultat net avant impôt généré par les parcs éoliens de Big Level et d'Antrim.
Actions privilégiées reflet de Lakeswind	TA Power	Les modalités des actions privilégiées reflet de Lakeswind confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit aux flux de trésorerie disponibles tirés du parc éolien de Lakeswind, sous forme de dividendes qui sont établis en fonction du résultat net avant impôt généré par le parc éolien de Lakeswind.
Actions privilégiées reflet de Mass Solar	TA Power	Les modalités des actions privilégiées reflet de Mass Solar confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit aux flux de trésorerie disponibles tirés de la centrale de Mass Solar, sous forme de dividendes qui sont établis en fonction du résultat net avant impôt généré par la centrale de Mass Solar.
Actions privilégiées reflet du parc éolien du Wyoming	TA Power	Les modalités des actions privilégiées reflet du parc éolien du Wyoming 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.

NOTES

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 2019, les obligations à amortissement de premier rang série 1 de Melancthon Wolfe Wind LP étaient notées BBB (stable) par DBRS. La note BBB est soutenue par la force de CAÉ à prix fixe, par les résultats sotenus et constants ainsi que par la solidité du propriétaire exploitant.

Selon l'échelle de notes de DBRS, les titres d'emprunt reçoivent des notes s'échelonnant de AAA haut à D bas. 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 notes pour toutes les catégories de notes 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 de Melancthon 1 et 2 et de Wolfe Island. Dans un cas comme dans l'autre (i) une émission de toute obligation additionnelle garantie par nos centrales éoliennes de Melancthon 1 et 2 et de Wolfe Island aux termes de l'acte existant et (ii) la vente, le transfert, la location, le transport ou autre aliénation de la totalité ou la quasi-totalité de nos centrales éoliennes de Melancthon 1 et 2 et de Wolfe Island, sont assujettis à la condition que la note attribuée aux obligations à amortissement de premier rang immédiatement avant cette mesure proposée ne fasse pas l'objet d'une réserve, ne soit pas révisée à la baisse ou retirée en conséquence de cette mesure proposée, notamment qu'il n'y ait pas de modification négative dans la tendance visant cette note en 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 par action suivants sur ses actions ordinaires en circulation :

Période	Date de versement du dividende	Dividende par action ordinaire
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 \$ ¹⁾
	31 octobre	0,07833 \$
	30 novembre	0,07833 \$
	29 décembre	0,07833 \$

Période	Date de versement du dividende	Dividende par action ordinaire
2018	31 janvier	0,07833 \$
	28 février	0,07833 \$
	29 mars	0,07833 \$
	30 avril	0,07833 \$
	31 mai	0,07833 \$
	29 juin	0,07833 \$
	31 juillet	0,07833 \$
	31 août	0,07833 \$
	28 septembre	0,07833 \$
	31 octobre	0,07833 \$
	30 novembre	0,07833 \$
	31 décembre	0,07833 \$
2019	31 janvier	0,07833 \$
	28 février	0,07833 \$
	29 mars	0,07833 \$
	30 avril	0,07833 \$
	31 mai	0,07833 \$
	28 juin	0,07833 \$
	31 juillet	0,07833 \$
	30 août	0,07833 \$
	30 septembre	0,07833 \$
	31 octobre	0,07833 \$
	29 novembre	0,07833 \$
	31 décembre	0,07833 \$
2020	31 janvier	0,07833 \$
	28 février	0,07833 \$
	31 mars	0,07833 \$ ²⁾
	30 avril	0,07833 \$ ²⁾
	29 mai	0,07833 \$ ²⁾
	30 juin	0,07833 \$ ²⁾

Notes :

- 1) Le 27 juillet 2017, le conseil a déclaré le dividende par action ordinaire payable 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, et l'a augmenté pour le faire passer à 0,07833 \$.
- 2) 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 :

Cours de l'action ordinaire (\$)			
Mois	Haut	Bas	Volume
<u>2018</u>			
Mars	13,63	12,15	7 363 759
Avril	14,03	13,51	6 638 636
Mai	13,90	13,21	5 544 079
Juin	14,18	13,42	4 724 213
Juillet	14,34	13,58	5 050 143
Août	13,90	12,69	5 846 776
Septembre	13,72	13,05	6 481 758
Octobre	14,22	13,55	6 237 617
Novembre	15,13	14,14	7 496 730
Décembre	15,79	14,72	9 742 882

Cours de l'action ordinaire (\$)			
Mois	Haut	Bas	Volume
<u>2019</u>			
Janvier	16,73	15,32	8 617 693
Du 1 ^{er} au 27 février	18,25	16,46	9 907 145

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau qui suit présente le nom ainsi que la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 28 février 2020, de même que le poste qu'ils occupent et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-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 ou État et pays de résidence ¹⁾	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
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. M. Drinkwater siège aussi actuellement au conseil de Golden Birch Resources Inc. en tant qu'administrateur, président du conseil et président du comité d'audit.</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 président du conseil et membre du comité d'audit et de mises en candidature.</p>

Nom, province ou État et pays de résidence ¹⁾	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Brett M. Gellner Alberta, Canada	2013	<p>M. Gellner est l'ancien président de la Société. M. Gellner est également chef du développement 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 placements et de la stratégie de TransAlta en 2018 et en 2019, chef des finances par intérim de TransAlta en 2018 et chef des finances de TransAlta de 2010 à 2014. 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. M. Gellner est titulaire d'une maîtrise en économie de l'Université de l'Alberta et il est analyste financier agréé.</p> <p>M. Gellner ne siège à aucun comité du conseil.</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 pétrolifères. M. Hagerman est actuellement administrateur et président du comité d'audit de Precision Drilling Corporation. M. Hagerman est également administrateur et président du comité 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 IASA 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 membre du comité d'audit et de mises en candidature.</p>
Kathryn A. B. McQuade ²⁾ Nevada, États-Unis	2013	<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 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 et de mises en candidature.</p>

Nom, province ou État et pays de résidence ¹⁾	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
John Kousinioris Alberta, Canada	2017	<p>M. Kousinioris est le président de la Société. Il est également chef de l'exploitation chez TransAlta, où il est chargé de surveiller l'exploitation, les services partagés, les activités commerciales, la négociation, les solutions clients, la couverture et l'optimisation. Auparavant, en tant que chef de la croissance de TransAlta, M. Kousinioris a été chargé de la supervision de la croissance ainsi que des activités liées au gaz naturel et à l'énergie renouvelable, du développement des affaires, des activités commerciales, de la négociation et de la commercialisation des produits énergétiques et de l'optimisation des actifs de TransAlta. M. Kousinioris a aussi été chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de TransAlta. À ce titre, il était 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 fusions et acquisitions et en gouvernance. M. Kousinioris est titulaire d'un baccalauréat ès arts en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business 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 de l'Université York. Il a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard.</p> <p>M. Kousinioris ne siège à aucun comité du conseil.</p>
Paul H. E. Taylor Colombie-Britannique, Canada	2013	<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 canadien. Auparavant, il a été président, Activités américaines et vice-président à la direction, Activités houillères canadiennes de TransAlta situées en Alberta 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 Kousinioris.
2. Administrateur indépendant au sens attribué à ce terme dans le Règlement 52-110 et le Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance.

RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELS AU SUJET DES ADMINISTRATEURS ET DES DIRIGEANTS

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 du même groupe qu'elle, 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 dirigeant ou un administrateur est partie à un contrat ou à une opération d'importance, en cours ou projeté, ou est un administrateur ou un dirigeant 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 dirigeant 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 du matériel 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'un membre du même groupe qu'elle avec TransAlta ou un membre du même groupe que celle-ci, 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'un membre du même groupe qu'elle aux termes d'un contrat ou d'une entente entre TransAlta ou un membre du même groupe qu'elle 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 dirigeant 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 dirigeants, 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 dirigeants. 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 dirigeants 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.

Dirigeants

Le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos dirigeants au 28 février 2020, 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	Fonctions principales	Date de la nomination	Lieu de résidence
John Kousinioris	M. Kousinioris est président de la Société depuis le 2 novembre 2017 et chef de l'exploitation de TransAlta depuis août 2019. Auparavant, M. Kousinioris était chef de la croissance de TransAlta depuis juillet 2018 et chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de TransAlta depuis décembre 2012. Avant d'occuper ce poste, il était associé et cochef du service de droit des sociétés et de droit commercial 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 directeur général et secrétaire 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 emprunt et titres de capitaux propres et les fusions et acquisitions.	2 novembre 2017	Alberta, Canada
Kathryn Higgins	M ^{me} Higgins est directrice générale et contrôlease de la Société. Elle est également directrice générale et contrôlease de TransAlta depuis mai 2019. Auparavant, M ^{me} Higgins était directrice générale de TransAlta depuis juin 2018, directrice des finances de TransAlta depuis octobre 2016 et directrice, services administratifs de TransAlta depuis mars 2013.	16 mai 2019	Alberta, Canada
Nom	Fonctions principales	Date de la nomination	Lieu de résidence
Brent Ward	M. Ward est chef des finances de la Société. Auparavant, il était directeur général et trésorier de la Société depuis mai 2017. M. Ward est également directeur général et trésorier de TransAlta depuis le 24 avril 2017, avant quoi M. Ward était directeur, Finances de TransAlta depuis juillet 2015. Auparavant, M. Ward était directeur des Finances et des relations avec les investisseurs depuis février 2013 et directeur, Trésorerie de TransAlta depuis janvier 2011.	16 mai 2019	Alberta, Canada
Aron Willis	M. Willis est vice-président à la direction, Croissance et Activités commerciales 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, Croissance de TransAlta depuis août 2019. Auparavant, il a été 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 dirigeants

Au 31 décembre 2019, les administrateurs et les membres de la haute 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, est propriétaire 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 du même groupe qu'eux 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 la rubrique « 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 personne qui a des liens avec ces administrateurs ou membres de la haute direction n'a de dette envers la Société.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations

Aucun administrateur, aucun membre de la haute direction ni aucun porteur de titres contrôlant 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, selon le cas :

- (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 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 après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'être un administrateur ou un membre de la haute direction de la société et résulte d'un événement survenu pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait ses fonctions;
- (iii) dans l'année suivant la cessation des fonctions de cette personne, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé afin de détenir ses actifs.

Faillites personnelles

Aucun administrateur, aucun membre de la haute direction ni aucun porteur de titres contrôlant 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, a fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou n'a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé afin de détenir ses actifs.

Amendes ou sanctions

Aucun administrateur, aucun membre de la haute direction ni aucun porteur de titres contrôlant 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'initiés; ni
- (ii) n'a fait l'objet de quelque autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision de placement.

CONTRATS IMPORTANTS

Les contrats importants que la Société ou l'une de ses filiales a conclus depuis le 1^{er} janvier 2019 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 la rubrique « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de services de gestion et d'exploitation* ».
- b) Convention de gouvernance et de coopération – voir la rubrique « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de gouvernance et de coopération* ».
- c) Convention de liquidité pour l'investisseur – voir la rubrique « *Questions liées au personnel et à la gouvernance – Convention de liquidité pour l'investisseur* ».
- d) Convention d'investissement – voir la rubrique « *Activités de TransAlta Renewables – Convention d'investissement – Actifs australiens* ».

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il pourrait arriver que des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta Renewables. Rien ne garantit que les occasions qui seront repérées par ces membres du conseil nous seront offertes. 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 doit donner un avis écrit à la Société détaillant le conflit et il incombera aux administrateurs indépendants de la Société de prendre une décision relativement à la question donnant lieu 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. Rien ne garantit qu'une réclamation donnée sera résolue en notre faveur ou que cette réclamation n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta Renewables.

Le 1^{er} août 2017, FMG a informé TransAlta et la Société que, à son avis, la centrale de South Hedland n'avait pas encore satisfait aux critères de rendement commercial prévus dans le CAÉ visant la centrale de South Hedland. De l'avis de TransAlta, toutes les conditions nécessaires au lancement d'une exploitation commerciale ont été entièrement satisfaites selon les modalités du CAÉ visant la centrale de South Hedland. Le 13 novembre 2017, TransAlta a reçu de FMG un avis prétendant résilier le CAÉ visant la centrale de South Hedland. TransAlta est d'avis que la prétendue résiliation est invalide. TransAlta continue de facturer à FMG la production mensuelle conformément aux modalités du CAÉ visant la centrale de South Hedland. Le litige est actuellement devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale.

Bien que nous ne participions pas directement au différend en cours avec FMG au sujet de la prétendue résiliation du CAÉ visant la centrale de 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. TransAlta a intenté contre FMG une action réclamant le versement des sommes facturées et impayées aux termes du CAÉ visant la centrale de South Hedland, ainsi qu'une déclaration selon laquelle le CAÉ est valide et en vigueur. FMG, de son côté, réclame une déclaration selon laquelle le CAÉ a été légalement résilié. Le début du procès concernant cette affaire est prévu pour le 15 juin 2020.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Société de fiducie Computershare du Canada est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la Société. 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 – 2 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 s'est conformé aux règles de la Securities and Exchange Commission des États-Unis concernant 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 dirigeants 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 2019 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 la rubrique « Documents intégrés par renvoi ».

COMITÉ D'AUDIT ET DE MISES EN CANDIDATURE

Mandat du comité d'audit et de mises en candidature

Le comité d'audit et de mises en candidature du conseil (le « comité d'audit ») 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 les règles du comité d'audit et de mises en candidature, 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.

Règles du comité d'audit

Les règles du comité d'audit sont jointes 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 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 est président du comité d'audit de Golden Birch Resources Inc. et 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 de deux sociétés ouvertes.

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

Depuis janvier 2019, toutes les recommandations du comité d'audit et de mises en candidature en vue de la nomination ou de la rémunération d'un auditeur externe ont été adoptées par le conseil.

Pour les exercices clos le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2018, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres du même groupe qu'elle ont été de 905 580 \$ et de 891 147 \$, respectivement, et étaient répartis comme suit :

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

Exercice clos le 31 décembre	2019	2018
Honoraires d'audit	793 830 \$	816 397 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	111 750 \$	74 750 \$
Honoraires pour services fiscaux	-	-
Autres honoraires	-	-
Total	905 580 \$	891 147 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2019 ou en 2018.

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

Honoraires d'audit

Les honoraires d'audit se rapportent aux services professionnels fournis dans le cadre de l'audit et de l'examen de nos états financiers annuels ou à des services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation et à la remise de lettres de confort associées aux documents sur les valeurs mobilières.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les services de certification et services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen de nos états financiers qui ne sont pas inclus sous la rubrique « Honoraires pour services liés à l'audit ». Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les audits de conformité comme les audits légaux et les audits des régimes de retraite.

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 minimale (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 – RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT ET DE MISES EN CANDIDATURE

TRANSALTA RENEWABLES INC.

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT ET DE MISES EN CANDIDATURE

A. CRÉATION DU COMITÉ ET DES PROCÉDURES

1. *Composition du comité*

Le comité d'audit et de mises en candidature (le « comité ») du conseil d'administration (le « conseil ») de TransAlta Renewables Inc. (la « 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 (le « 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* (le « 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 les membres indépendants du conseil, sont nommés par le conseil après chaque assemblée annuelle des actionnaires ou de temps à autre au besoin 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. S'ils le jugent approprié, les membres du comité rencontrent également individuellement les auditeurs internes ou externes ou tout membre de la direction.

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 valablement 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 des règles et évaluation du comité*

Le comité doit évaluer son rendement et examiner et évaluer la pertinence de ses règles 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. *s'assurer que le comité dispose de suffisamment de renseignements pour lui permettre de prendre les décisions appropriées au besoin;*
5. *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;*
6. *communiquer avec le gestionnaire relativement à des questions de présentation de l'information financière, de contrôle interne et de comptabilité;*
7. *assumer la direction du comité et aider ce dernier à revoir et à contrôler ses responsabilités;*
8. *faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité;*
9. *agir comme président aux 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 est également responsable de la sélection et de la recommandation de personnes au conseil en vue de leur nomination à titre de membres du conseil et de ses comités.

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 annuelle de la Société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :
- (i) examine chaque année 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 chaque année 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 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) donne aux auditeurs externes un accès direct en tout temps au comité et, en cas de changement du cabinet d'audit externe ou de l'associé responsable de la mission (ou de l'associé coordonnateur de l'audit) (ayant la responsabilité principale de l'audit) : (A) informe l'auditeur externe et le gestionnaire

que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment; et (B) donne comme consigne à l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité;

- (vii) au moins chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion de 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;
- 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 audité 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;
 - (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;

- 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;
- 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 dans 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;
- 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;
- d) Examine avec la direction et le gestionnaire le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures.

4. *Composition du conseil et nomination*

Le gestionnaire et la Société ont conclu la convention de gouvernance et de coopération (la « convention de gouvernance et de coopération ») qui prévoit, notamment, que le gestionnaire est autorisé à mettre en candidature une majorité des administrateurs en autant qu'il détienne plus de 35 pour cent des actions ordinaires émises et en circulation de la Société. Les candidats au conseil proposés par le gestionnaire peuvent être des administrateurs, des dirigeants ou des employés du gestionnaire ou des membres de son groupe, ou d'autres personnes, au gré du gestionnaire. Sous réserve des droits du gestionnaire aux termes de la convention de gouvernance et de coopération, le comité doit :

- a) Examiner, à l'occasion, la taille, la composition et le profil du conseil, en tenant compte de la planification de la relève, de la représentation géographique, des disciplines, de l'expérience professionnelle, de la stratégie et de l'orientation de la Société et d'autres questions qu'il juge appropriées et qui peuvent influencer sur la dynamique du conseil, et recommander au conseil les changements à apporter à la taille, à la composition ou au profil du conseil, selon ce qui est jugé approprié par le comité;
- b) Examiner et proposer au conseil aux fins d'approbation, les critères de sélection des nouveaux administrateurs, après étude des compétences et des aptitudes que possède le conseil, dans son ensemble, les compétences et les aptitudes de chaque administrateur et les besoins de la Société pour l'avenir, y compris son orientation stratégique, et déterminer, par suite de ce examen, les compétences et les aptitudes que chaque nouveau candidat devrait apporter au conseil;
- c) Dans la sélection de candidats pour siéger au conseil, le comité examinera les candidatures de personnes provenant de différents milieux eu égard au genre, à l'ethnicité, à l'âge, à l'expérience des affaires, à l'expérience professionnelle, aux compétences personnelles, aux perspectives des parties prenantes et à l'origine géographique. Ces facteurs seront pris en compte selon l'orientation de la Société et dans l'objectif de créer un conseil diversifié qui, dans l'ensemble, peut fournir un appui, une supervision et une orientation qui bénéficieront à la Société;
- d) Préparer et faire circuler tous les ans un questionnaire qui cerne les compétences, la formation et l'expérience de chaque administrateur en poste et les facteurs dont il faut tenir compte pour promouvoir la diversité et pour diriger l'orientation stratégique de la Société, et en présenter les résultats au conseil;
- e) Examiner, chaque année, les compétences de la personne ou des personnes candidates à l'élection au conseil.

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. Les présentes règles sont examinées chaque année afin de confirmer qu'elles sont conformes 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 :

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

« **accord de contribution** » désigne l'accord de contribution intervenu en date du 7 mai 2015 entre la Société, TEA, TA Energy et TEC L.P.

« **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 de Solomon (« Solomon »).

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

« **actifs initiaux** » désigne les 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 reflet australiennes** » désigne les actions privilégiées de catégorie A du capital de TA Energy, dont les modalités, collectivement avec les modalités des actions privilégiées du capital de TEA détenues par la Société, confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiés une participation financière fondée sur les flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux résultats nets distribuables sous-jacents de TEA.

« **actions privilégiées reflet de Big Level et d'Antrim** » désigne les actions privilégiées de catégorie B de TA Power, dont les modalités confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit aux flux de trésorerie disponibles tirés du parc éolien de Big Level et de celui d'Antrim, sous forme de dividendes qui sont établis en fonction du résultat net avant impôt généré par le parc éolien de Big Level et par celui d'Antrim et sous forme de remboursement du capital.

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

« **actions privilégiées reflet de Mass Solar** » désigne les actions privilégiées de catégorie C de TA Power, dont les modalités confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiées le droit aux flux de trésorerie disponibles tirés de la centrale solaire de Mass Solar, sous forme de dividendes qui sont établis en fonction du résultat net avant impôt généré par la centrale solaire de Mass Solar et sous forme de remboursement du capital.

« **actions privilégiées reflet du parc éolien du Wyoming** » désigne les actions privilégiées de catégorie A de TA 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 reflet d'un prêt australiennes** » désigne les actions privilégiées de catégorie E du capital de TA Power, dont les modalités confèrent en fait aux porteurs de ces actions privilégiés le droit de toucher des dividendes correspondant aux paiements d'intérêt à l'égard du prêt à terme amortissable remboursable par TEA à une autre filiale de TransAlta; ces actions seront rachetées au moment prévu ou lorsque d'autres remboursements de capital seront effectués sur le prêt sous-jacent,

« **AEMO** » désigne l'Australian Energy Market Operator.

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

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

« **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 and 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 initial qu'a dû payer

TransAlta en 2013 pour la production était de 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces sommes étant rajustées chaque année en fonction de l'évolution de l'IPC.

« **CCIR** » désigne le règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*, cadre de réglementation des GES ayant remplacé le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (« SGER ») le 1^{er} janvier 2018.

« **centrale de Sarnia** » désigne la centrale de cogénération à cycle combiné de 499 MW située à Sarnia, en 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, intérêts 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 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 liquidité pour l'investisseur** » désigne la convention de liquidité pour 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, dans sa version modifiée, le cas échéant.

« **CPE** » désigne des crédits pour la performance en matière d'émissions.

« **crédit compensatoire** » désigne un crédit d'émission de carbone en unités de tonne d'équivalent de CO₂ pouvant être utilisé afin de respecter les normes sur les émissions de carbone et d'éviter les coûts de conformité à la réglementation visant les grands émetteurs de GES. Les crédits sont générés au moyen de la réalisation d'un projet de réduction des émissions conformément à une méthode de quantification approuvée par les organismes de réglementation aux fins de la mesure des réductions admises de GES.

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

« **écoÉNERGIE** » désigne le programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, 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.

« **FMG** » désigne Fortescue Metals Group Limited.

« **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 (*International Financial Reporting Standards*) 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.

« **LCSA** » désigne la Loi canadienne sur les sociétés par actions.

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

« **MWh** » désigne un mégawattheure.

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

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

« **SGER** » désigne le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*, cadre de réglementation des GES établi par le gouvernement de l'Alberta.

« **SIERE** » désigne la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité.

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

« **TA Energy** » désigne TA Energy Inc., société constituée sous le régime des lois fédérales du Canada.

« **TA Power** » désigne TransAlta Power Ltd., société constituée sous le régime 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.

« **TIER** » désigne le programme intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction*, cadre de réglementation des GES établi par le gouvernement de l'Alberta ayant remplacé le CCIR avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020.

« **TransAlta** » désigne TransAlta Corporation, société constituée sous le régime 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.