TRANSALTA CORPORATION

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2021

23 février 2022

Table des matières

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	3
MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	3
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	5
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	6
APERÇU	8
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	15
ACTIVITÉS DE TRANSALTA	26
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX	58
FACTEURS DE RISQUE	65
PERSONNEL	80
STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS	80
NOTATIONS	96
DIVIDENDES	99
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	102
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	107
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	116
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	116
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	116
CONTRATS IMPORTANTS	117
CONFLITS D'INTÉRÊTS	117
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	117
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	119
INTÉRÊTS DES EXPERTS	119
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	119
COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES	120
RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES	A- 1
GLOSSAIRE	B- 1

Présentation de l'information

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (« notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2021 ou pour l'exercice clos à cette date. Sauf indication contraire, toutes les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens. Sauf incompatibilité avec le contexte, toutes les mentions de la « Société » et de « TransAlta », de même que du mot « nous » et de ses dérivés, renvoient dans les présentes à TransAlta Corporation et à ses filiales, y compris TransAlta Renewables Inc., sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée dans les présentes, elle renvoie à TransAlta Corporation sans comprendre ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis dans le corps du texte de la présente notice annuelle ont le sens qui leur est donné à l'annexe B – Glossaire, jointe aux présentes.

Mise en garde concernant les énoncés prospectifs

La présente notice annuelle et les documents qui y sont intégrés par renvoi comprennent de l'information prospective au sens de la législation canadienne en valeurs mobilières applicable et des énoncés prospectifs (forward-looking statements) au sens de la législation américaine en valeurs mobilières applicable, y compris la Private Securities Litigation Reform Act of 1995 (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos opinions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées et sur l'expérience de la direction et sa perception des tendances historiques, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne sont pas des faits, mais seulement des prédictions et on les reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « pouvoir », « devoir », « croire », « s'attendre à », « estimer », « projeter », « avoir l'intention », « planifier », « prévoir », « éventuel », « permettre » ou « continuer » ou d'autres termes comparables et à l'emploi du futur ou du mode conditionnel. Ces énoncés ne sont pas des garanties concernant notre rendement, nos résultats ou les événements futurs et sont soumis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui pourraient amener notre rendement, nos résultats ou les événements réels à différer sensiblement de ceux qui sont présentés dans les énoncés prospectifs.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle (ou un document qui est intégré par renvoi dans les présentes) renferme des énoncés prospectifs concernant notamment, sans limitation : notre performance opérationnelle et notre transition vers la production d'énergie propre, y compris notre objectif de ne produire aucune électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2025; le plan de croissance de l'électricité propre et la capacité à atteindre la cible de 2 GW en capacité provenant progressivement des énergies renouvelables avec un investissement de 3 G$ d'ici 2025; les projets de croissance futurs de la Société, y compris le calendrier des activités commerciales et le coût des projets en phases avancées et précoces; la source du financement du plan de croissance de l'électricité propre; nos stratégies de transformation, de croissance, de répartition du capital et de réduction de la dette; les occasions de croissance entre 2022 et 2030 et au-delà; le potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables ainsi que des actifs de cogénération et de production sur place, y compris le moment de la mise en production commerciale et le coût de projets en voie d'aménagement ou en construction; les projets éoliens de White Rock East et de White Rock West (« projets éoliens de White Rock »), y compris les coûts de construction totaux, la capacité d'obtenir un financement donnant droit à des avantages fiscaux et le calendrier de l'exploitation commerciale; le projet éolien de Garden Plain, y compris les dépenses d'investissement; le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, y compris l'ensemble des dépenses d'investissement; la part du BAIIA à générer à partir de sources renouvelables d'ici fin 2025; la suspension du projet de rééquipement de l'unité nº 5 de Sundance; le BAIIA annuel moyen prévu du portefeuille de North Carolina Solar (défini ci-après); l'incident aux installations éoliennes Kent Hills 1 et 2 et l'ampleur de toute remise en état, le calendrier et le coût d'une telle remise en état, la capacité d'obtenir des renonciations à l'égard des obligations de Kent Hills en cas d'éventuel manquement et l'incidence que pourrait avoir cet incident sur les produits et les contrats de la Société; les augmentations prévues de notre coût par tonne de charbon à Centralia; l'impact attendu et le montant des coûts de conformité en matière de carbone; la capacité à concrétiser les futures occasions de croissance avec BHP (telles que définies ci-dessous); les faits nouveaux en matière de réglementation et leur incidence prévue sur la Société, y compris le plan canadien de lutte contre les changements climatiques et la mise en œuvre de ses principaux aspects (y compris l'augmentation de la tarification du carbone et l'augmentation du financement pour les technologies propres); la capacité de la Société de tirer parti des faits nouveaux en matière de réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, y compris le financement de projets d'électricité propre; l'augmentation éventuelle de la valeur des crédits de réduction des émissions; le caractère

cyclique de l'entreprise, y compris en ce qui a trait aux coûts d'entretien, à la production et aux charges; les attentes concernant le refinancement de la dette arrivant à échéance en 2022; et le maintien d'une situation financière solide et de liquidités importantes par la Société.
Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou dans un document qui est intégré par renvoi dans les présentes) sont fondés sur de nombreuses hypothèses, notamment, sur les principales hypothèses qui suivent : les effets de la pandémie de COVID-19 ne deviennent pas considérablement plus onéreux pour la Société, et la Société continue d'être autorisée à exercer ses activités en tant que service essentiel; le prix de l'électricité des installations commerciales en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique; notre propriété proportionnelle de TransAlta Renewables ne change pas sensiblement; les dividendes que nous prévoyons recevoir de la part de TransAlta Renewables ne diminuent pas sensiblement; la prolongation de la durée de vie utile prévue de notre parc de centrales alimentées au charbon et les résultats financiers obtenus à la conversion sont conformes aux prévisions; les hypothèses concernant la capacité des unités converties de livrer concurrence sur le marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta se réalisent; et les hypothèses concernant notre stratégie et nos priorités actuelles, y compris notre capacité à tirer tous les avantages financiers pouvant découler de la capacité, de l'énergie et des services accessoires de nos actifs hydroélectriques albertains.

Les énoncés prospectifs sont soumis à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses d'importance en conséquence desquels les plans, le rendement, les incidences ou les résultats réels pourraient être sensiblement différents des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir une incidence défavorable sur ce qui est exprimé ou sous-entendu dans les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou un document intégré aux présentes par renvoi) comprennent, sans toutefois s'y limiter : l'impact de la COVID-19, y compris les directives plus restrictives du gouvernement et des autorités sanitaires; l'augmentation des réclamations pour force majeure; la disponibilité réduite de la main-d'œuvre nuisant à noter capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et à nos installations; les perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir l'équipement nécessaire et à obtenir les approbations réglementaires dans les délais prévus, voire du tout, à l'égard de nos projets de croissance; l'accès restreint au capital et des coûts d'emprunt accrus; les changements à l'offre et à la demande d'électricité à court et à long terme; les fluctuations des prix du marché, y compris la baisse des prix de l'électricité des installations commerciales albertaines, ontariennes et des prix Mid-Columbia; les réductions de génération; l'augmentation des coûts; un taux plus élevé de pertes sur nos comptes débiteurs en raison de défaillances de crédit; la dépréciation d'actifs; les impacts négatifs sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, y compris l'augmentation des menaces à la cybersécurité; la gestion du risque lié aux produits de base et les risques liés à la négociation de produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du risque de la Société en matière de couverture et de transactions visant à la protéger contre les pertes importantes; les changements dans la demande d'électricité et de capacité et notre capacité à obtenir des contrats pour ce que nous générons à des prix qui fourniront les rendements attendus et à remplacer les contrats à leur échéance; les modifications des environnements législatif, réglementaire et politique dans les territoires dans lesquels nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les modifications de ces exigences ou les responsabilités en vertu de celles-ci; les risques opérationnels impliquant nos installations, y compris les pannes imprévues; les perturbations de la transmission et de la distribution d'électricité; les effets des conditions météorologiques, y compris les catastrophes d'origine humaine ou naturelle et les autres risques liés au changement climatique; les augmentations inattendues de la structure des coûts; les réductions de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de génération; les perturbations des sources de combustible, y compris de gaz naturel et de charbon, ainsi que l'étendue des ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires au fonctionnement de nos installations; les risques économiques généraux, y compris la détérioration des marchés boursiers, la hausse des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; l'incapacité à répondre aux attentes financières; les développements économiques et politiques nationaux et internationaux généraux, y compris les hostilités armées, la menace de terrorisme, les cyberattaques, les développements diplomatiques ou d'autres événements similaires; une panne d'équipement et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire du tout, y compris si la remise en état des installations éoliennes Kent Hills est plus onéreuse que prévu; les détenteurs des obligations KH (comme défini ci-après) déclarant immédiatement exigibles et payables le capital et les intérêts sur les obligations KH et tous les autres montant exigibles aux termes de celles-ci, notamment tout montant compensatoire; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; des

changements dans notre relation avec TransAlta Renewables ou dans notre propriété de celle-ci; des changements liés au versement ou à la réception de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; les risques associés aux projets de développement et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis et licences et à l'ingénierie et les reports des échéances de construction ou de mise en service de projets; l'insuffisance ou l'indisponibilité de la couverture d'assurance; notre provision pour les impôts sur le bénéfice; les litiges et les poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société; le caractère essentiel de certains salariés; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle ou dans un document intégré par renvoi dans les présentes, y compris notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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

Documents intégrés par renvoi

Les états financiers consolidés audités de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et le rapport de gestion annuel connexe sont par les présentes expressément intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle. Ces documents sont accessibles sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sedar.com.

Structure générale de la Société

Dénomination et constitution

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

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » ou « CET ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférés à TransAlta Generation Partnership, alors nouvelle société en nom collectif de l'Alberta dont les associés sont TransAlta Corporation et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TransAlta Generation Partnership est gérée par TransAlta Corporation aux termes d'une convention de société et d'une convention de services de gestion. Tout de suite après le transfert d'actifs de TAU et de CET à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, CET et Keephills 3 GP Ltd. conformément aux dispositions de la LCSA.

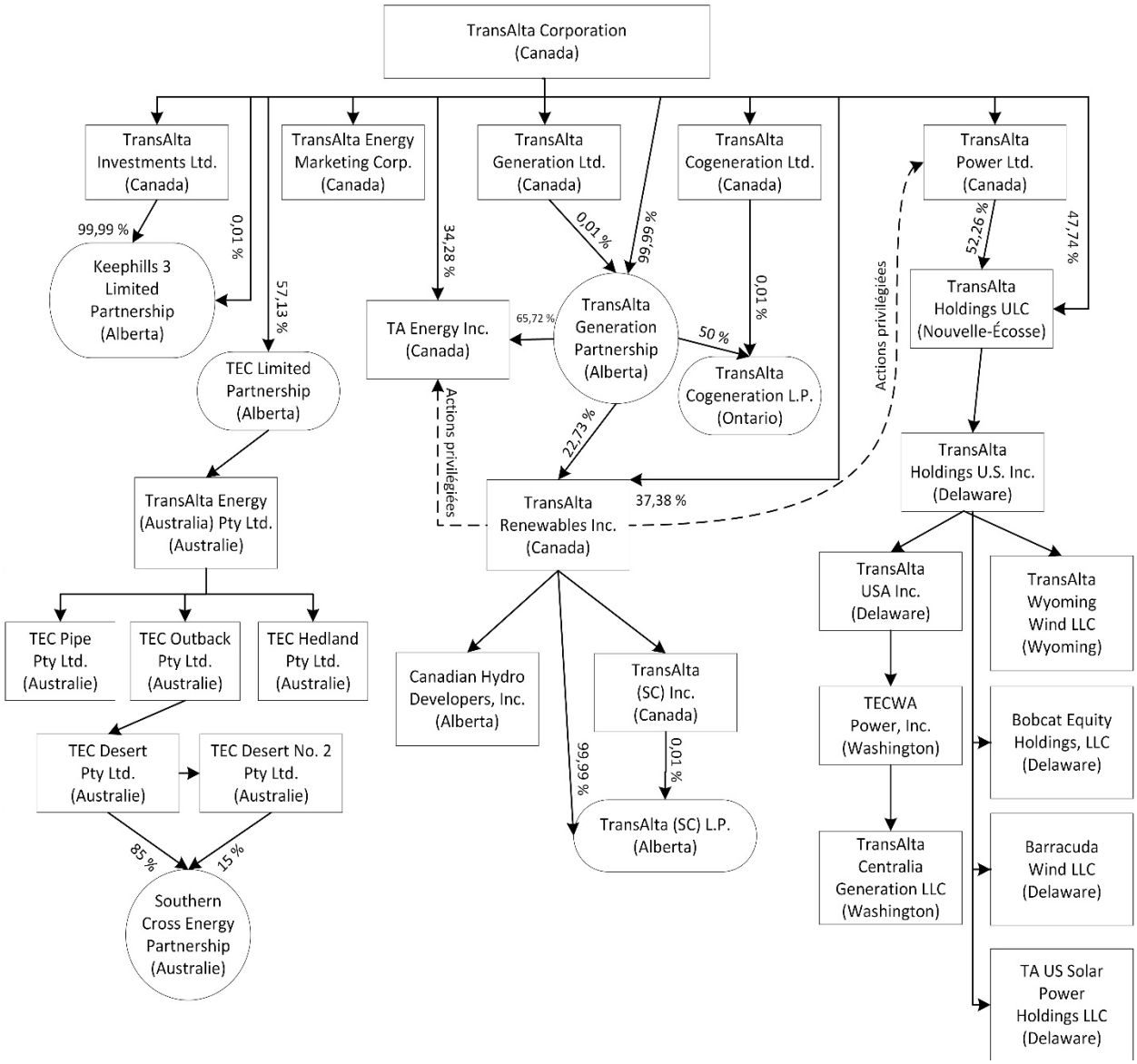
TransAlta a modifié ses statuts le 7 décembre 2010 pour créer les actions de série A et les actions de série B, puis le 23 novembre 2011 pour créer les actions de série C et les actions de série D, ainsi que le 3 août 2012 pour créer les actions de série E et les actions de série F et enfin le 13 août 2014 pour créer les actions de série G et les actions de série H. TransAlta a de nouveau modifié ses statuts le 1er octobre 2020 afin de créer la nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur qui ont été émises à une société affiliée de Brookfield Renewable Partners (« Brookfield ») en octobre 2020. Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts – Titres échangeables* » dans la présente notice annuelle.

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

Nos filiales

Les principales filiales de TransAlta Corporation, ainsi que leurs territoires de constitution respectifs à la date de la présente notice annuelle, sont indiquées ci-après.

Certaines de nos filiales ne sont pas détenues en propriété exclusive. La plus importante filiale est TransAlta Renewables Inc. (« TransAlta Renewables »), qui a mené à bien son premier appel public à l'épargne en août 2013. Dans le cadre de ce placement, TransAlta Corporation a transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus auparavant directement ou indirectement par TransAlta Corporation. En date du 31 décembre 2021, TransAlta Corporation était propriétaire, directement ou indirectement, de 60,1 % des actions comportant droit de vote en circulation de TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* ».



Notes :

1) Sauf indication contraire, la propriété est de 100 %. Comme il est indiqué ailleurs dans la présente notice annuelle, TransAlta Renewables a des participations financières dans un certain nombre de projets du fait des actions privilégiées reflet qu'elle détient dans TA Energy Inc. et dans TransAlta Power Ltd., toutes deux détenues en propriété exclusive par TransAlta Corporation.

2) Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 60,1 % dans TransAlta Renewables, soit 37,38 % en propriété directe et 22,73 % par l'intermédiaire de TransAlta Generation Partnership. La participation résiduelle d'environ 39,9 % dans TransAlta Renewables est détenue dans le public.

Aperçu

TransAlta

Nous sommes l'une des sociétés de production d'électricité cotées en bourse les plus importantes au Canada et comptons plus de 110 ans d'expérience en exploitation. Nous possédons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs sous importants contrats qui sont géographiquement diversifiés, produisant de l'électricité à partir d'une large gamme de carburants, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel, le stockage d'énergie et le charbon. La Société a lancé un plan de transition pluriannuel visant la conversion ou la mise hors service de toutes ses centrales au charbon d'ici la fin de 2025. Cette transition est terminée en Alberta, où nous avons cessé toute production d'électricité à base de charbon et toutes les activités d'extraction de charbon le 31 décembre 2021. La mise hors service de notre centrale au charbon de Centralia, dans l'État de Washington, est prévue par le projet de loi intitulé TransAlta Energy Transition Bill et dans cette optique, nous avons mis hors service l'unité n° 1 de Centralia le 31 décembre 2020 et nous prévoyons mettre hors service l'unité restante le 31 décembre 2025. Nos pratiques de commercialisation de l'énergie maximisent les marges en garantissant et en optimisant des produits et des marchés de grande valeur pour nous-mêmes et nos clients dans des conditions de marché dynamiques.

Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre axée sur le client, soucieux d'assurer un avenir durable, axé sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en accroissant notre portefeuille d'installations de production de grande qualité générant des flux de trésorerie stables et prévisibles. Notre mission est de fournir de l'électricité propre, sécuritaire, fiable et à faible coût. Comptant 110 ans au service de l'économie et des collectivités, nous utilisons notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles pour tirer parti des occasions qui se présentent sur nos principaux marchés et croître dans les secteurs où nous pouvons utiliser nos avantages concurrentiels.

Nos valeurs demeurent ancrées dans la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité, qui nous permettent de travailler ensemble à l'atteinte de nos objectifs communs. Ces valeurs sont les principes qui définissent notre culture d'entreprise. Elles reflètent nos compétences et notre état d'esprit et encadrent tout ce que nous faisons, tant notre conduite à l'interne que nos relations externes. Ces valeurs sont au centre de notre réussite :

- Sécurité – Assurer la santé et la sécurité de nos employés, associés et parties prenantes.
- Innovation – Concevoir et adopter des solutions innovantes pour relever les défis rencontrés.
- Développement durable – Réduire les effets de l'utilisation des ressources dans tout ce que nous faisons.
- Respect – Soutenir nos gens, nos associés, nos collectivités et notre environnement.
- Intégrité – Mettre l'accent sur l'honnêteté, la transparence et le souci du bien.

TransAlta et ses sociétés devancières se consacrent au développement, à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1911. Nous sommes au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production d'électricité et de commercialisation de produits énergétiques du Canada, notre capacité installée brute s'élevant à 7 387 mégawatts (« MW »). Nous sommes axés sur la production et la commercialisation d'électricité au Canada, aux États-Unis (« É.-U. ») et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié de centrales alimentées, entre autres, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne, à l'énergie solaire, au gaz naturel et au charbon et à nos installations de stockage d'énergie.

La diversification du portefeuille d'actifs de production d'électricité de TransAlta dans de multiples zones géographiques et secteurs technologiques ainsi que la combinaison de ses actifs commerciaux et de ses actifs sous contrats procurent à TransAlta des flux de trésorerie qui soutiennent sa capacité de verser des dividendes à ses actionnaires, de réinvestir dans la croissance et de financer les investissements de maintien et les dépenses en immobilisations.

Stratégie d'entreprise

Notre objectif stratégique est d'investir dans des solutions d'énergie propre qui répondent aux besoins de nos clients et de nos collectivités. Nous investissons de façon disciplinée dans des projets qui aident nos clients et nos collectivités à atteindre leurs objectifs en matière d'environnement, de société et de gouvernance (« ESG ») et qui procurent un rendement à nos actionnaires. Pour soutenir cette stratégie, nous continuons d'ajouter à notre portefeuille de possibilités de projets axés sur l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, solaire et le stockage d'énergie ainsi que la production de gaz à faibles émissions.

Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses cibles de croissance stratégiques et son plan de croissance accélérée de l'électricité propre. L'accent mis par la Société sur les solutions de production et de stockage d'énergies renouvelables pour les clients est largement motivé par la demande croissante en électricité carboneutre afin d'atteindre les objectifs mondiaux de décarbonation ainsi que par l'augmentation de la demande en énergies renouvelables sous contrat pour aider les entreprises à atteindre leurs ambitions ESG.

Voici un aperçu de notre plan de croissance de l'électricité propre et de nos priorités stratégiques jusqu'en 2025 :

1. Accélérer la croissance des énergies renouvelables et du stockage axés sur le client

Nous augmentons notre capacité de production d'énergie renouvelable et nous prévoyons investir 3 G$ afin d'accroître notre capacité de production d'énergie renouvelable de 2 GW d'ici la fin de 2025. Nous visons à ce que cette nouvelle capacité, une fois pleinement opérationnelle, génère un BAIIA annuel supplémentaire de 250 M$. Nous élargissons également la pipeline de développement de la Société à 5 GW d'ici 2025, ce qui nous permettra d'augmenter de deux fois le parc d'énergies renouvelables de la Société entre 2025 et 2030.

2. Réaliser une approche ciblée en matière de diversification

Nous nous efforçons d'accroître notre base d'actifs dans nos principales régions, soit l'Australie, le Canada et les États-Unis, afin de réaliser une diversification ciblée et de générer de la valeur. Nous avons étendu notre plateforme d'énergies renouvelables aux États-Unis et au Canada en 2021 et continuons à recenser avec les clients des possibilités supplémentaires d'offres d'électricité comportant une plus grande part d'énergie provenant de sources renouvelables dans notre pipeline de développement de 3 GW.

3. Maintenir la solidité financière et la discipline en matière de répartition du capital

Nos solides flux de trésorerie nous procurent d'importants fonds disponibles à répartir entre nos priorités de financement. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société, combinée à la réduction structurelle des dépenses d'investissement de maintien, libère des fonds supplémentaires à affecter à la croissance, aux dividendes et aux rachats d'actions.

4. Définir la prochaine génération de solutions et de technologies énergétiques

Nous avons l'intention de définir la prochaine génération de solutions énergétiques qui répondront aux besoins de l'économie et de nos collectivités au cours des quinze prochaines années.

5. Chef de file en élaboration de politiques ESG

Compte tenu des objectifs climatiques ambitieux dans tous nos territoires, nous considérons qu'il est impératif que les producteurs d'électricité indépendants (« PEI »), comme TransAlta, participent activement à l'élaboration de politiques pour garantir que l'électricité carboneutre que nous fournissons contribue à la réduction des émissions, à la fiabilité du réseau et à la compétitivité des prix de l'énergie.

6. Traverser la pandémie de la COVID-19 avec succès

Nous continuerons à maintenir une réponse efficace à la COVID-19 et à planifier un retour au bureau en toute sécurité.

Notre position de tête en matière d'ESG

Le développement durable consiste à s'assurer que nos rendements financiers tiennent compte des répercussions économiques, environnementales et sociétales à court et à long terme, ainsi que des besoins de la collectivité. Pour appliquer notre stratégie, nos décisions doivent viser aussi l'atteinte de nos objectifs ESG. Nous avons adopté il y a longtemps des pratiques exemplaires en matière de développement durable; en effet, depuis plus de 25 ans, nous communiquons de l'information sur le développement durable et intégrons aussi volontairement notre rapport sur le développement durable à notre rapport annuel. Nous publions un rapport annuel intégré depuis 2015. Nous mesurons nos pratiques et nos rapports à l'une des normes établies par CDP (anciennement Carbon Disclosure Project) et par le Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC »).

Nos principaux piliers de développement durable s'appuient sur notre stratégie d'entreprise et sont présents dans toutes nos activités. Notre bilan dans ces domaines témoigne de notre engagement à l'égard du développement durable (y compris en ce qui a trait à notre leadership en matière de changements climatiques et à la sécurité). Dans d'autres domaines pour lesquels nous nous sommes fixé des objectifs au cours des dernières années, notamment l'équité, la diversité et l'inclusion, nous pensons que l'attention que nous y accordons ne fera que renforcer notre stratégie d'entreprise et soutenir la création de valeur à l'avenir. Nos piliers de développement durable sont les suivants :

- Production d'électricité propre, fiable et durable
- Milieu de travail sûr, sain, diversifié et engagé
- Relations positives avec les autochtones, les parties prenantes et les clients
- Gestion environnementale progressive
- Technologie et innovation

En 1990, nous avons été la première société canadienne à acheter des crédits de carbone, et en 2000, nous avons été parmi les premiers à adopter la production d'énergie éolienne. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de gaz à effet de serre (« GES ») de 61 %. En 2021, nous avons réduit d'environ 3,9 millions de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone (« éq. CO_2 ») ou 24 % par rapport à nos niveaux de 2020. Après avoir mis fin à la production de charbon au Canada en 2021, TransAlta cessera la production dans la dernière unité de charbon qu'il lui reste aux États-Unis d'ici la fin de 2025, ce qui réduira davantage les émissions. De plus, les objectifs ESG de la Société sont en cohérence avec les Objectifs de développement durable de l'ONU.

Les éléments clés des cibles ESG approuvées par la Société consistent notamment à faire ce qui suit :

- continuer de mettre l'accent sur la sécurité des opérations et des pratiques favorisant le développement durable, notamment en réalisant d'importants travaux de remise en état;
- atteindre, d'ici 2026, des objectifs de réduction de 95 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxyde d'azote (« NOx ») produites par nos centrales alimentées au charbon par rapport aux niveaux de 2005, ainsi que, d'ici 2026, des objectifs de réduction, à l'échelle de la Société, de 75 % des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2015;
- entreprendre des initiatives qui amélioreront la performance environnementale de la Société, notamment la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et la création de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs ESG des clients afin de fournir de l'électricité à des prix abordables et de réduire les émissions de carbone à long terme;
- favoriser un accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation par les jeunes et les Autochtones en leur offrant un soutien financier et des possibilités d'emploi;
- renforcer notre engagement en faveur de la diversité de genre en milieu de travail, y compris en adoptant l'objectif d'une représentation féminine de 50 % au conseil d'administration et d'une représentation féminine d'au moins 40 % dans tous les postes d'ici 2030;
- maintenir notre engagement à présenter de l'information ESG très rigoureuse.

Le 7 décembre 2021, la Société a obtenu la note B du CDP selon les nouveaux critères, dépassant la note moyenne en Amérique du Nord (C) et obtenant la note la plus élevée par une société de production thermique.

Les facteurs ESG font l'objet d'une surveillance par le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable (« CGSDD ») du conseil d'administration de TransAlta. Le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable.

En 2021, nous avons révisé plusieurs politiques d'entreprise afin de favoriser le développement durable chez TransAlta. Notre code de déontologie d'entreprise définit les comportements attendus de tous nos employés ainsi que notre engagement à créer un environnement de travail où tous les travailleurs se sentent en sécurité et sont appréciés pour la diversité qu'ils apportent à notre entreprise. Nous avons également adopté un code de déontologie des fournisseurs qui définit les principes et les normes que les fournisseurs, leurs employés et leurs sous-traitants doivent respecter lorsqu'ils fournissent des biens et/ou des services à TransAlta.

Notre politique en matière de droits de la personne et de discrimination témoigne de notre engagement envers les droits de la personne dans nos activités d'exploitation et notre chaîne d'approvisionnement afin de garantir que nos politiques et nos pratiques en matière de personnel dans nos activités d'exploitation mondiales respectent les droits fondamentaux. En Australie, nos déclarations relatives à la *loi sur l'esclavage moderne* démontrent les mesures que nous avons prises pour évaluer et aborder les risques d'esclavage moderne au sein de nos activités d'exploitation et de notre chaîne d'approvisionnement. Notre politique relative aux relations avec les Autochtones cible quatre principaux aspects : l'engagement communautaire, le développement économique, l'investissement communautaire et l'emploi. Nous veillons à ce que les principes d'engagement de TransAlta soient respectés et que la Société respecte ses engagements envers les collectivités autochtones.

Notre politique en matière de dénonciation prévoit un mécanisme permettant à nos employés, nos dirigeants, nos administrateurs et nos sous-traitants de signaler, entre autres, toute violation réelle ou soupçonnée d'ordre éthique ou juridique. Nous chercherions à en atténuer rapidement les répercussions afin d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes et les intervenants concernés.

Notre politique de gestion totale de la sécurité officialise notre engagement à protéger le public et nos actifs, ainsi que le bien-être physique, psychologique et social de notre personnel, et définit la responsabilité personnelle de chaque employé et sous-traitant travaillant au nom de TransAlta. Notre engagement à l'égard de l'équité, de la diversité et de l'inclusion dans notre milieu de travail et parmi nos collègues à tous les échelons de la Société est défini dans notre Politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et dans notre Engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion. Nous croyons qu'en mettant l'accent sur l'équité, la diversité et l'inclusion, nous stimulerons l'innovation, améliorerons le service à la clientèle et aurons une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

Notre stratégie de répartition du capital et de financement

Notre objectif est de demeurer disciplinés dans l'application de notre programme d'investissement, de continuer à maintenir une robuste situation financière et de disposer de capitaux suffisants pour réaliser notre stratégie.

Le maintien d'une robuste situation financière permet également à l'équipe commerciale de la Société de conclure des contrats relatifs à notre portefeuille avec nos cocontractants selon des modalités et à des prix qui ont une incidence favorable sur les résultats financiers de la Société et procurent à la Société un meilleur accès aux marchés boursiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. DBRS a attribué à la Société une notation de première qualité BBB (faible), Moody's a attribué une notation Ba1 avec perspective stable au groupe de sociétés, Standard and Poor's (« S&P ») Global Ratings a confirmé la notation de la dette non garantie de la Société et la notation d'émetteur BB+ avec perspective stable. La Société a la capacité d'exécuter son plan de croissance de l'électricité propre à ces niveaux de l'échelle globale de notation.

Notre stratégie de répartition du capital comprend les liquidités disponibles pour les actionnaires de la Société et tient compte des dépenses d'investissement pour l'entretien, du remboursement de la dette, de la croissance et des versements de dividendes. La Société a fixé comme objectif de remettre entre 10 % et 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta aux porteurs d'actions ordinaires.

Notre stratégie de répartition du capital et de financement établit un équilibre entre les exigences liées à l'atteinte de nos objectifs de réinvestissement, de croissance nouvelle et de remboursement de la dette, et l'objectif consistant à procurer aux actionnaires un rendement sur le capital qu'ils ont investi.

Nos secteurs

Au cours du quatrième trimestre de 2021, la Société a modifié ses informations sectorielles afin de les harmoniser avec son plan de croissance de l'électricité propre. Les changements apportés à la présentation des informations sectorielles reflètent un changement correspondant dans la façon dont la direction et le chef de la direction évaluent le rendement de la Société.

Les principaux changements sont l'élimination des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia; et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie en un nouveau secteur « Gaz ». Les centrales thermiques de l'Alberta qui ont été converties en centrales alimentées au gaz ont été incluses dans le nouveau secteur Gaz. Les autres actifs auparavant inclus dans l'Énergie thermique en Alberta, y compris les actifs miniers et les installations non converties au gaz et l'unité restante de Centralia, sont inclus dans le nouveau secteur « Transition énergétique ». Le barrage de Skookumchuck a également été déplacé du secteur Hydroélectricité vers le secteur Transition énergétique en raison de sa proximité et de son utilisation dans l'installation de Centralia, voir la rubrique « *Activité de TransAlta – Secteur Transition énergétique* ». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Énergie éolienne et solaire, Siège social ou Commercialisation de l'énergie. Les données des exercices précédents ont été retraitées pour tenir compte du réalignement des secteurs opérationnels.

Le secteur Hydroélectricité a une participation nette d'environ 925 MW de capacité de production d'électricité détenue. Les centrales comprises dans ce secteur sont principalement situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario.

Le secteur Énergie éolienne et solaire a une participation nette d'environ 1 879 MW de capacité de production d'électricité détenue et comprend des centrales situées en Alberta, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et au Québec, ainsi que dans les États du Massachusetts, du Minnesota, du New Hampshire, de la Caroline du Nord, de la Pennsylvanie, de Washington et du Wyoming.

Le secteur Gaz a une participation nette d'environ 2 775 MW de capacité de production d'électricité détenue et comprend des centrales situées en Alberta, en Ontario, au Michigan et en Australie-Occidentale. Cela comprend un pipeline situé en Australie-Occidentale.

Le secteur Transition énergétique a une participation nette d'environ 1 472 MW de capacité de production d'électricité détenue. Le secteur comprend le secteur à présenter Centralia communiqué antérieurement, la centrale hydroélectrique de Skookumchuck, l'unité n° 4 de Sundance, les unités thermiques mises hors service et les activités d'exploitation minière qui étaient auparavant comptabilisées dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Ce changement s'inscrit dans la stratégie à long terme de la Société et reflète son plan de croissance de l'électricité propre.

Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de notre production au moyen de contrats à court et à long terme, de l'obtention d'un approvisionnement en combustible rentable et fiable et de la maximisation des marges grâce à l'optimisation de nos actifs au fil de l'évolution des marchés. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est activement engagé dans le commerce de l'électricité, du gaz naturel et des produits environnementaux sur plusieurs marchés.

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

Nous passons périodiquement en revue nos exploitations afin d'optimiser nos actifs de production et évaluons régulièrement les possibilités de croissance appropriées de manière à maximiser leur valeur pour la Société. Par le passé, nous avons apporté des changements et des ajouts à notre parc de centrales alimentées à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne, à l'énergie solaire, au gaz naturel et au charbon et à nos installations de stockage d'énergie et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

TransAlta Renewables

TransAlta Corporation est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 60 % à la date de la présente notice annuelle. TransAlta Renewables est l'un des principaux

producteurs d'énergie éolienne et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotée en bourse du Canada.

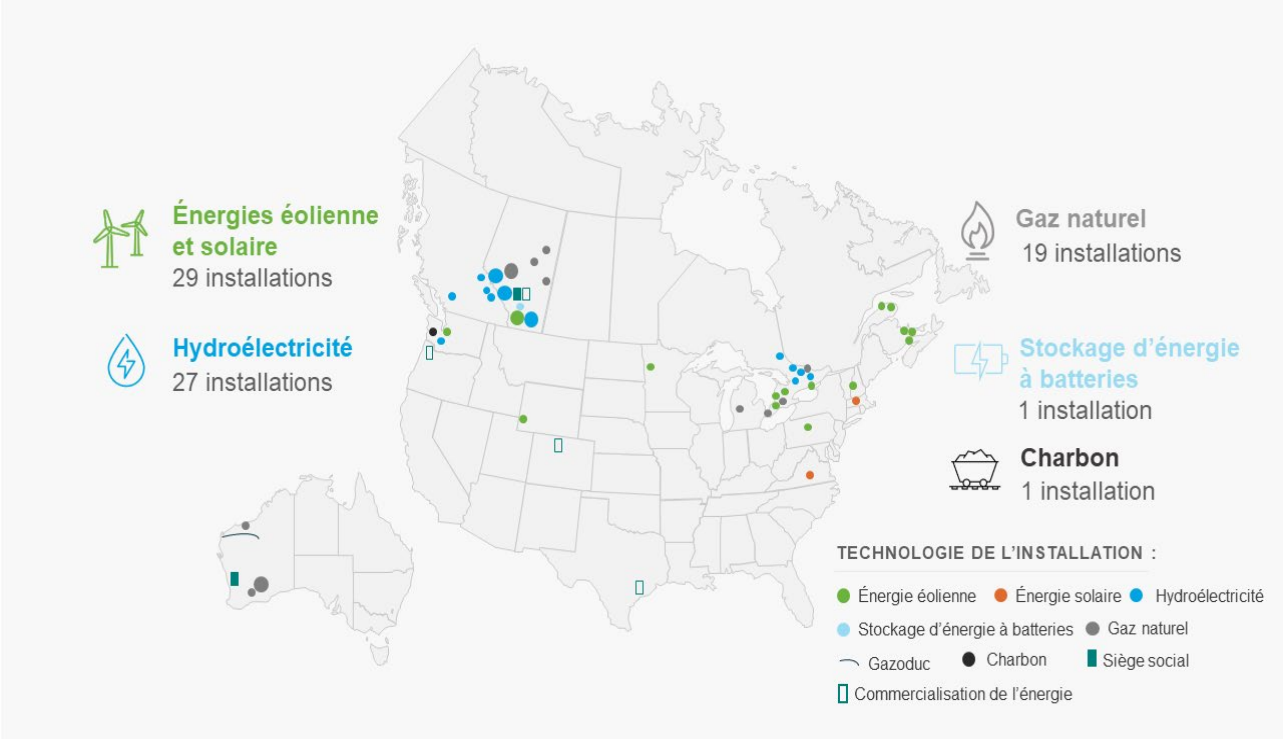
Nous avons constitué TransAlta Renewables en 2013 avec l'objectif de réaliser des avantages stratégiques et financiers précis, dont les suivants : a) mettre sur pied une entité consacrée à la recherche et au financement d'occasions de croissance dans le secteur de la production d'énergie renouvelable et de gaz; b) valoriser les actifs de production d'énergie renouvelable de TransAlta; c) conserver la participation majoritaire de TransAlta dans les actifs sous-jacents pour qu'elle en demeure l'exploitant; d) affecter un produit d'environ 200 M$ à 250 M$ au remboursement de la dette et au renforcement du bilan de TransAlta; et e) procurer à TransAlta une plus grande marge de manœuvre financière en lui fournissant une autre source de capitaux et des dépenses en immobilisations distinctes.

TransAlta détient principalement des actifs commerciaux de production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique et du gaz naturel, tandis que TransAlta Renewables détient principalement des actifs de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et du gaz naturel visés par des contrats à long terme qui génèrent des flux de trésorerie stables, ainsi que des actifs de stockage d'énergie. La participation majoritaire de la Société dans TransAlta Renewables a soutenu les efforts de la Société aux fins de la mise en œuvre de sa stratégie globale de développement, de construction et d'acquisition de nouveaux actifs d'énergie renouvelable. La stratégie de la Société a été modifiée afin de réduire l'exposition au risque commercial et au risque lié au gaz, comme annoncé lors de l'*Investor Day* en septembre 2021. Par conséquent, les stratégies de croissance de TransAlta et de TransAlta Renewables sont de plus en plus harmonisées et pourraient se traduire par un chevauchement des objectifs de croissance.

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

Carte des activités d'exploitation de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de la Société[1)2)] en date du 31 décembre 2021.



Notes :

1) Comprend des centrales dont TransAlta Renewables ou ses filiales sont directement propriétaires, ainsi que des centrales dans lesquelles TransAlta Renewables ou l'une de ses filiales a une participation financière. Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 60 % dans TransAlta Renewables.

2) Les installations comprennent l'unité nº 1 de Keephills, qui a été mise hors service le 31 décembre 2021, et l'unité nº 4 de Sundance, qui devrait être mise hors service le 1er avril 2022.

Développement général de l'activité

Des changements d'ordre réglementaire substantiels continuent d'avoir un impact important sur les activités et la stratégie de la Société. À compter de 2015, le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement du Canada ont annoncé un objectif commun pour la réduction des émissions de gaz carbonique et l'élimination progressive de la pollution provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. TransAlta a réagi rapidement et avec détermination à ces annonces et a entrepris sa transformation complète en leader de la production d'électricité propre. Cette stratégie visait en partie à convertir au gaz naturel le reste de nos centrales alimentées au charbon restantes au Canada. Ainsi, nous avons éliminé le charbon comme source d'énergie dans nos centrales en exploitation au Canada à la fin de 2021. De plus, nous continuons d'agrandir notre parc de centrales de production d'énergie renouvelable grâce à notre plan de croissance de l'électricité propre. Tout au long de cette transformation, nous n'oublions jamais notre mission : fournir de l'électricité propre, sécuritaire et fiable, et ce, à faible coût.

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

Historique des trois derniers exercices

Production et expansion des affaires

2021

TransAlta met fin à sa production au charbon au Canada

Le 29 décembre 2021, la Société a annoncé qu'elle avait achevé la conversion complète de l'unité nº 2 de Keephills, de l'unité nº 3 de Keephills et de l'unité nº 6 de Sundance, qui sont passées du charbon thermique au gaz naturel. L'unité nº 2 de Keephills, l'unité nº 3 de Keephills et l'unité nº 6 de Sundance conserverontla même capacité nominale de générateur de 395 MW, 463 MW et 401 MW, respectivement. Ces projets de conversion au gaz réduiront nos émissions de CO_2 de plus de moitié et compléteront notre plan visant à produire 100 % d'électricité propre en Alberta d'ici la fin de 2021. Depuis le 31 décembre 2021, la Société ne produit plus d'électricité à base de charbon et est entièrement passée au gaz naturel au Canada.

Projets éoliens à White Rock et CAE d'entreprise

Le 22 décembre 2021, la société a conclu deux conventions d'achat d'électricité à long terme (les « CAE ») avec un nouveau client arborant une note de crédit AA de S&P Global Ratings visant 100 % de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Les projets éoliens de White Rock comprendront 51 turbines Vestas au total. La construction devrait commencer à la fin de 2022 et la date d'exploitation commerciale prévue devrait être fixée au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et détiendra les installations. Le total des dépenses d'investissement liées à la construction est estimé entre 460 M$ US et 470 M$ US et devrait être financé au moyen d'un mélange de liquidités existantes et de financement donnant droit à des avantages fiscaux. Plus de 90 % des coûts du projet sont couverts par des contrats d'approvisionnement en éoliennes à prix fixe et des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction à prix fixe.

TransAlta Renewables assure l'exploitation commerciale du parc éolien de Windrise

Le 2 décembre 2021, TransAlta Renewables a annoncé le début le l'exploitation commerciale du parc éolien de Windrise de 206 MW (« Windrise ») en date du 10 novembre 2021. Le parc éolien de Windrise est situé à environ 20 km au sud-ouest de Fort Macleod sur environ 11 000 acres de terrains privés. Le parc éolien de Windrise est le plus important parc éolien de TransAlta Renewables à ce jour et est visé par accord d'enlèvement de 20 ans conclu avec l'Alberta Electric System Operator (« AESO »).

Acquisition de North Carolina Solar

Le 5 novembre 2021, la Société a conclu l'acquisition précédemment annoncée d'un portefeuille comprenant 20 centrales solaires photovoltaïques en exploitation de 122 MW situées en Caroline du Nord (collectivement, « North Carolina Solar »). Les actifs ont été acquis auprès d'un fonds géré par Copenhagen Infrastructure Partners pour environ

99 M$ US (y compris les ajustements du fonds de roulement) et la prise en charge d'obligations existantes liées à des avantages fiscaux. L'acquisition a été financée au moyen de liquidités existantes.

À la clôture de l'acquisition, TransAlta Renewables a acquis une participation financière de 100 % dans North Carolina Solar auprès d'une filiale en propriété exclusive de TransAlta par le biais d'une structure d'actions reflet pour une contrepartie globale d'environ102 M$ US.

Les installations sont toutes en état de fonctionnement et ont été mises en service entre novembre 2019 et mai 2021. Les installations sont visées par des CAE à long terme conclus avec Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Dans le cadre des CAE, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque installation.

Mise hors service des unités nº 4 de Sundance et nº 1 de Keephills et suspension de l'unité nº 5 de Sundance

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé sa décision de suspendre le projet de rééquipement de l'unité nº 5 de Sundance et de mettre hors service l'unité nº 1 de Keephills le 31 décembre 2021 et l'unité nº 4 de Sundance le 1er avril 2022.

Interruption des installations éoliennes de Kent Hills

Le 27 septembre 2021, Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a connu un incident à propos d'une tour aux parcs éoliens de Kent Hills de 167 MW à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick. L'incident concernait l'effondrement d'une tour située dans le site de Kent Hills 2. L'effondrement n'a provoqué aucun blessé. Personne ne se trouvait dans la zone lorsque l'incident s'est produit et il n'y a aucune habitation dans les environs immédiats. L'équipe d'intervention d'urgence de la Société a sécurisé la zone pour en assurer la sécurité

Les centrales éoliennes comprennent 50 turbines à Kent Hills 1 et 2 et cinq turbines à Kent Hills 3. À la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales des défaillances, la Société a annoncé le 11 janvier 2022 que les fondations des 50 turbines des sites Kent Hills 1 et 2 devront être entièrement remplacées. L'analyse des causes fondamentales de la défaillance a permis de conclure que ce sont des déficiences dans la conception initiale des fondations qui ont entraîné la prolifération de fissures dans les fondations et que celles-ci doivent maintenant être remplacées. La Société planifie actuellement la réhabilitation des sites éoliens et prévoit actuellement que les fondations des sites éoliens seront entièrement remplacées d'ici la fin de 2023. Selon les recommandations d'ingénieurs indépendants, et afin d'assurer la sécurité des sites et des turbines visés, les éoliennes cesseront de fonctionner jusqu'à ce que leurs fondations soient remplacées.

Les remplacements des fondations nécessiteront des dépenses d'un montant global d'environ 75 M$ à 100 M$. Le plan de remise en état devrait commencer à être mis en œuvre en 2022. L'interruption devrait entraîner une perte de produits d'un montant d'environ 3,4 M$ par mois sur une base annualisée, tant que les 50 turbines sont hors service, selon la production d'énergie éolienne historique moyenne. Les produits des activités ordinaires devraient être gagnés à mesure que les éoliennes seront remises en service.

TransAlta et Énergie Nouveau-Brunswick poursuivent les discussions afin de permettre la remise en service de ces parcs.

Les problèmes liés aux fondations sur les sites Kent Hills 1 et Kent Hills 2 sont spécifiques à la conception de ces sites et il n'y a aucune indication de problème de fondation sur le site Kent Hills 3 ni sur aucun autre site éolien du parc.. La Société maintient une communication avec toutes les parties prenantes clés et les tient pleinement informées de la situation. La Société évalue activement les options à sa disposition pour recouvrer ces coûts auprès de tiers et d'assureurs.

Par conséquent, et en raison de certaines modifications apportées aux polices d'assurance applicables, la filiale opérationnelle de la Société, Kent Hills Wind LP, a avisé BNY Trust Company of Canada, à titre de fiduciaire (le « fiduciaire ») des obligations de projet sans recours en circulation totalisant environ 221 M$ (les « obligations KH ») et qui sont garanties, entre autres, par les sites éoliens Kent Hills, que des cas de défaut pourraient s'être produits aux termes de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations KH. En cas de défaut, les porteurs de plus de 50 % du capital impayé sur les obligations KH ont le droit d'ordonner au fiduciaire de déclarer immédiatement exigibles et payables le capital et les intérêts sur les obligations KH et tous les autres montants exigibles aux termes de celles-ci, notamment tout montant compensatoire, et d'ordonner au fiduciaire d'exercer des droits à l'égard de certains biens donnés en garantie. La Société a entamé des discussions avec le fiduciaire KH et les porteurs des obligations KH afin de

négocier les renonciations et les modifications requises pendant que la Société s'efforce de remédier aux problématiques décrites dans l'avis. Bien que la Société s'attende à conclure une entente avec le fiduciaire KH et les porteurs des obligations KH quant aux modalités d'une renonciation et d'une modification convenables, rien ne garantit qu'elle obtiendra ces renonciations et modifications.

Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy (« SCE »), une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP Nickel West Pty Ltd. (« BHP ») de l'électricité renouvelable pour ses activités d'exploitation dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend le parc solaire de Mount Keith de 27 MW, le parc solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de SCE de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Les activités de construction ont commencé au premier trimestre de 2022 et l'achèvement du projet est prévu pour le deuxième semestre de 2022. On estime que le total des dépenses d'investissement du projet d'énergie solaire est de l'ordre de 69 M$ AU à 73 M$ AU environ.

Conversion au gaz de l'unité nº 2 de Keephills

Le 19 juillet 2021, la Société a annoncé l'achèvement de la conversion de l'unité nº 2 de Keephills, qui est passée du charbon au gaz naturel. L'unité nº 2 de Keephills maintient sa capacité de production nominale de 395 MW tout en réduisant de plus de moitié ses émissions de CO_2, les faisant passer d'environ 1,04 tonne d'éq. CO_2 par MWh à environ 0,51 tonne d'éq. CO_2 par MWh.

Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a conclu la vente précédemment annoncée du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. (« ATCO ») pour un prix de vente total de 255 M$. Le produit net en espèces revenant à TransAlta de la vente de sa participation de 50 % s'est élevé à environ 128 M$. Le gazoduc Pioneer a été intégré dans les réseaux intégrés de transport de gaz naturel de NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») et d'ATCO en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales Sundance et Keephills de la Société. Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu d'autres ententes de transport de gaz à long terme avec NGTL pour un service de transport, nouveau et existant, de 400 TJ par jour d'ici la fin de 2023.

TransAlta prolonge le contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un des principaux clients industriels de la centrale de cogénération de Sarnia, qui l'approvisionne en électricité et en vapeur. Ce contrat prolongera la durée du contrat initial du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Le contrat prévoit que la Société ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, la Société a la possibilité de présenter un avis de résiliation en 2022 qui mettra fin au contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour quatre ans après la présentation de cet avis. La Société est en pourparlers avec les trois autres clients industriels existants en vue de la prolongation de leur contrat d'approvisionnement en électricité et en vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia selon des modalités comparables. Le contrat actuel conclu avec la SIERE relativement à la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. Le 19 juillet 2021, la SIERE a publié son rapport d'acquisition annuel, qui comprenait un projet de renseignements sur les mécanismes d'approvisionnement à moyen et à long terme pour la capacité d'exploitation existante et nouvelle en 2026 et au-delà. Le processus d'approvisionnement à moyen terme devrait commencer en 2022. La Société prévoit présenter une offre dans le cadre du processus en vue d'obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia après la fin du contrat actuel.

Projet de parc éolien à Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAE à long terme avec Pembina Pipeline Corporation (« Pembina ») aux termes duquel Pembina a conclu un contrat visant 100 MW de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux du parc éolien de Garden Plain de 130 MW. Aux termes d'un contrat distinct, Pembina a l'option

d'acheter une participation de 37,7 % dans le projet (49 % des 100 MW visés par le CAE). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date d'exploitation commerciale. TransAlta demeurera l'exploitant de la centrale et toucherait des honoraires de gestion si Pembina exerce cette option. Le projet de parc éolien de Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction ont commencé à l'automne 2021 et l'achèvement du projet est prévu pour le deuxième semestre de 2022. On estime que le total des dépenses d'investissement du projet d'énergie solaire est de l'ordre de 195 M$ AU environ.

Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a conclu la vente de sa participation directe de 100 % dans le parc éolien de Windrise de 206 MW à TransAlta Renewables pour 213 M$. TransAlta Renewables a pris en charge le solde des coûts de construction restants de Windrise. L'exploitation commerciale du parc éolien de Windrise a commencé le 10 novembre 2021.

Le 1er avril 2021, la Société a réalisé la vente de sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération d'Ada de 29 MW (« Ada ») et de sa participation financière de 49 % dans le parc éolien de Skookumchuck de 137 MW (« Skookumchuck ») à TransAlta Renewables pour 43 M$ et 103 M$, respectivement. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Aux termes de la transaction, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet reflétant sa participation financière dans les installations. La centrale de cogénération d'Ada est visée par un CAE jusqu'en 2026. Le parc éolien de Skookumchuck est visé par un CAE en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec un cocontractant de qualité.

TransAlta termine sa première conversion de centrale au charbon : une étape majeure de son plan d'élimination du charbon

Le 1er février 2021, la Société a annoncé qu'elle avait terminé la première de trois conversions prévues du charbon au gaz naturel des chaudières de ses centrales de Sundance et de Keephills, près de Wabamun, en Alberta. La conversion complète de l'unité no 6 de la centrale de Sundance du charbon au gaz naturel permet à l'unité de réduire de moitié ses émissions de CO_2, les faisant passer d'environ 1,05 tonne d'éq. CO_2 par MWh à environ 0,52 tonne d'éq. CO_2 par MWh.

2020

Expiration des contrats d'achat d'électricité en Alberta de TransAlta

Le 31 décembre 2020, les contrats d'achat d'électricité en Alberta (« CAE de l'Alberta ») de plusieurs de nos centrales hydroélectriques et des unités nº 1 et nº 2 de Keephills situées dans cette province ont expiré et, le 1er janvier 2021, ces installations ont commencé à fonctionner en tant qu'installations commerciales sur le marché de l'Alberta.

Mise hors service de l'unité nº 1 et de l'unité nº 2 de Centralia

L'unité no 1 de Centralia a été mise hors service à compter du 31 décembre 2020. L'unité no 2 de Centralia 2 devrait être fermée à la fin de 2025.

TransAlta vend un portefeuille de 303 MW incluant des parcs éoliens de 274 MW, à TransAlta Renewables

Le 23 décembre 2020, la Société et TransAlta Renewables ont conclu des accords définitifs en vue de l'acquisition de trois actifs : a) une participation directe de 100 % dans le parc éolien Windrise de 206 MW, situé dans le district municipal de Willow Creek, en Alberta; b) une participation financière de 49 % dans le parc éolien en exploitation de Skookumchuck de 137 MW, situé dans les comtés de Thurston et de Lewis de l'État de Washington; et c) une participation financière de 100 % dans l'installation d'Ada de 29 MW en exploitation, située à Ada, dans le Michigan. Le coût d'acquisition du portefeuille s'est élevé à un total de 439 M$, comprenant les coûts de construction restants du projet éolien de Windrise. TransAlta Renewables a financé la contrepartie en espèces et les coûts de construction restants au moyen du produit du placement de South Hedland.

Acquisition par TransAlta d'une participation de 30 % dans EMG International LLC (« EMG »)

Le 30 novembre 2020, la Société a acquis une participation de 30 % dans EMG. La Société et EMG se sont alliées pour tirer parti de la complémentarité de leurs clientèles afin de développer les activités de chacune d'elles et d'améliorer leurs offres de produits et ainsi aider leurs clients à atteindre leurs objectifs en matière de durabilité. EMG est une société bien établie qui possède plus de 25 ans d'expérience dans le traitement des eaux usées et se spécialise dans la conception et la construction de systèmes de digesteurs anaérobies à haut débit. L'investissement de TransAlta dans EMG lui apporte

un point d'entrée à faible risque dans le secteur du traitement des eaux usées et crée un effet de synergie utile avec l'offre de services existante de la Société.

Investissement dans le projet éolien de Skookumchuck

Le 25 novembre 2020, la Société a conclu son acquisition d'une participation financière de 49 % dans le parc éolien de Skookumchuck avec Southern Power Company. Skookumchuck est un parc éolien de 137 MW situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, dans l'État de Washington. Il compte 38 éoliennes Vestas 136. Skookumchuck est entré en service le 7 novembre 2020 et est visé par un CAE de 20 ans avec Puget Sound Energy. La Société a vendu sa participation financière dans cette installation à TransAlta Renewables le 1er avril 2021.

Prolongation du contrat avec BHP pour une période de 15 ans

Le 22 octobre 2020, SCE, une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son CAE existant avec BHP. SCE exploite quatre centrales dont la capacité globale est de 245 MW dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale.

Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1er décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAE reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir l'énergie thermique et électrique de ses centrales aux exploitations minières de BHP situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La prolongation procurera à SCE un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi à l'égard des nouvelles dépenses d'investissement qui seront nécessaires pour soutenir les futurs besoins énergétiques de BHP et favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. De plus, les modifications apportées au CAE procurent à BHP des droits de participation dans l'intégration de la production d'électricité de sources renouvelables, y compris l'énergie solaire et l'énergie éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie, sous réserve du respect de certaines conditions. L'évaluation de l'approvisionnement en électricité de sources renouvelables et les initiatives de réduction des émissions de carbone prévues par le CAE prolongé avec BHP sont en cours, y compris la production d'énergie éolienne et la production d'énergie plus faible en émissions afin de répondre aux besoins énergétiques futurs de BHP.

TransAlta Renewables annonce la mise en service commercial de WindCharger, première installation de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta

Le 15 octobre 2020, l'exploitation commerciale de l'installation de stockage d'énergie à batteries WindCharger a été lancée. WindCharger est la première installation de stockage d'énergie à batteries au lithium-ion à grande échelle en Alberta qui exploite la technologie Megapack de Tesla. TransAlta s'est associée à Emissions Reduction Alberta afin de bénéficier d'un cofinancement d'environ 50 % du coût de construction d'un montant de 14 M$. TransAlta Renewables a acquis l'installation de stockage d'énergie à batteries de 10 MW/20 MWh auprès de la Société le 1er août 2020. La Société a également signé un contrat d'utilisation de stockage d'énergie à batteries de 20 ans avec TransAlta Renewables selon lequel la Société lui versera des frais de capacité fixes mensuels en échange du droit exclusif d'exploiter et de répartir l'énergie stockée sur le marché albertain. WindCharger participe au marché au comptant de l'énergie et des services auxiliaires de l'AESO.

Mise hors service de l'unité nº 3 de la centrale thermique au charbon de Sundance

Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'AESO de mettre hors service l'unité 3 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2020. La décision a été largement motivée par son évaluation de la situation future du marché, de l'âge et de l'état de l'unité et de la possibilité pour la Société de fournir de l'énergie et de la capacité à partir de son portefeuille de centrales en Alberta.

Acquisition d'un actif de cogénération sous contrat au Michigan

Le 19 mai 2020, nous avons conclu l'acquisition d'un actif de cogénération sous contrat auprès de deux sociétés fermées au prix de 27 M$ US. Il s'agit d'une installation de cogénération de 29 MW située dans le Michigan. L'installation d'Ada a conclu un CAE et un contrat de vente de vapeur à long terme d'une durée d'environ six ans avec Consumers Energy et Amway. La Société a vendu sa participation financière dans cette installation à TransAlta Renewables au cours du premier semestre de 2021.

2019

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

Le parc éolien de Big Level et le parc éolien d'Antrim sont entrés en production commerciale les 19 et 24 décembre 2019, respectivement. TransAlta Renewables possède 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, 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. Tous ces cocontractants ont reçu la notation A+ ou une notation plus élevée de S&P.

Au cours du troisième trimestre de 2019, des filiales de TransAlta ont conclu des conventions définitives avec un tiers indépendant relativement à un projet de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux visant les parcs éoliens d'Antrim et de Big Level. En décembre 2019, par suite de l'entrée en production commerciale des parcs éoliens d'Antrim et de Big Level, environ 166 M$ (126 M$ US) d'avantages fiscaux ont été encaissés par les entités de TransAlta responsables du projet afin de financer partiellement les parcs éoliens d'Antrim et de Big Level, à hauteur de 41 M$ US et de 85 M$ US, respectivement.

TransAlta Renewables, qui détient une participation financière, a financé 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 des avantages fiscaux a été versé à TransAlta Renewables en remboursement du capital des billets à ordre portant intérêt ayant servi à financer la construction et en règlement des intérêts courus sur ces billets.

Plan d'investissement dans l'énergie propre de 2019

En 2019, nous avons annoncé la mise en œuvre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comportait le projet de conversion au gaz naturel de nos centrales albertaines alimentées au charbon ainsi que le renforcement de notre position de chef de file dans le secteur de la production sur place et de la production d'énergie renouvelable. Le plan initial de TransAlta prévoyait la conversion au gaz naturel, en 2020 et en 2021, de trois de ses unités thermiques albertaines existantes, au moyen du remplacement des chaudières au charbon existantes par des chaudières au gaz naturel. Le coût de la conversion s'est établi à 35 M$ par unité environ.

Le 30 octobre 2019, nous avons acquis pour la somme de 84 M$ à Kineticor Holdings Limited Partnership #2 (« Kineticor ») deux turbines à gaz Siemens de classe F de 230 MW, ainsi que du matériel connexe, exploitées à l'installation de Three Creeks de Kineticor. Ces turbines devaient être redéployées à l'unité nº 5 de Sundance dans le cadre de notre stratégie visant à rééquiper l'unité nº 5 de Sundance. Toutefois, le projet de rééquipement de l'unité nº 5 de Sundance a été suspendu le 28 septembre 2021.

Projet de cogénération de Kaybob

En 2019, TransAlta et Energy Transfer Canada (« ET Canada », auparavant appelée SemCAMS Midstream ULC), ont conclu des conventions en vue de développer, de construire et d'exploiter une centrale de cogénération de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide de Kaybob South nº 3 (« K3 »). Le projet de centrale devait recevoir l'approbation finale des autorités de réglementation au deuxième semestre de l'année et la construction devait commencer en décembre 2020. Toutefois, le 25 septembre 2020, l'AUC a rendu sa décision approuvant la construction et l'exploitation de la centrale, mais rejetant la demande de désignation de système industriel.

ET Canada a prétendu résilier les ententes relatives au développement et à la construction du projet de cogénération K3. Par conséquent, au cours du premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 27 M$ dans le secteur Siège social, car cette installation n'était pas encore opérationnelle. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie de la revente du matériel acheté à ce jour. TransAlta a entrepris un arbitrage en vue d'obtenir une indemnité pour la résiliation injustifiée des conventions par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les contrats ont été résiliés légalement.

Convention d'échange de participations hors exploitation dans l'unité nº 3 de Keephills et l'unité nº 3 de Genesee

Le 2 août 2019, nous avons conclu avec Capital Power Corporation (« Capital Power ») des conventions définitives prévoyant l'échange de nos participations hors exploitation respectives dans l'unité nº 3 de Keephills et l'unité nº 3 de

Genesee et avons clôturé la transaction le 1er octobre 2019. Depuis, nous sommes propriétaires de 100 % de l'unité 3 de Keephills et Capital Power est propriétaire de 100 % de l'unité no 3 de Genesee.

Investissement stratégique de Brookfield

Le 25 mars 2019, la Société a conclu une entente datée du 22 mars 2019 avec Brookfield (la « convention de placement »). Aux termes de la convention de placement, Brookfield s'est engagée à investir 750 M$ dans la Société au moyen de l'achat de titres échangeables qui pourront être échangés par Brookfield à une date future contre une participation dans certains des actifs hydroélectriques albertains de TransAlta (les « actifs hydroélectriques ») en fonction d'une valeur correspondant à un multiple du BAIIA ajusté futur des actifs hydroélectriques albertains.

Le 1er mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 M$ en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1er mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la deuxième tranche de 400 M$ en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Le produit de la première et de la deuxième tranche a servi à accélérer notre programme de conversion au gaz. De plus, le produit de la deuxième tranche du financement a également servi à financer d'autres initiatives de croissance et aux fins générales de l'entreprise.

Aux termes de la convention de placement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre afin d'augmenter sa participation totale dans les actions de TransAlta pour la porter à au moins 9 %. Au 31 décembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire de ses sociétés affiliées, détenait, possédait ou avait le contrôle d'un total de 35 425 696 actions ordinaires, représentant environ 13,1 % des actions ordinaires émises et en circulation, sur une base non diluée. Dans le cadre de la convention de placement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs au conseil.

Conformément aux modalités de la convention d'investissement, TransAlta a formé un Comité d'Exploitation des Actifs Hydroélectriques, composé de deux représentants de Brookfield et de deux représentants de TransAlta, afin de collaborer faire des recommandations relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques albertains et de maximiser la valeur des actifs d'Alberta Hydroélectriques. En contrepartie, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des honoraires annuels de 1,5 M$ pendant six ans depuis le 1er mai 2019.

Prolongation de la mise à l'arrêt des unités no 3 et no 5 de Sundance

Le 8 mars 2019, nous avons annoncé que l'AESO avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- l'unité no 3 de la centrale de Sundance jusqu'au 1er novembre 2021, alors que la date limite antérieure était le 1er avril 2020;
- l'unité no 5 de la centrale de Sundance demeurera arrêtée jusqu'au 1er novembre 2021, alors que la date limite antérieure était le 1er avril 2020.

Nous avons demandé la prolongation de l'arrêt temporaire de celle-ci sur le fondement de l'évaluation qu'a faite la Société des prix et de la conjoncture du marché. Le 31 juillet 2020, nous avons mis hors service l'unité no 3 de la centrale de Sundance et, le 28 septembre 2021, nous avons suspendu la remise en service de l'unité no 5 de la centrale de Sundance.

Siège social

2021

TransAlta Renewables conclut une obligation verte de 173 M$

Le 6 décembre 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de la TransAlta Renewables, Windrise Wind LP, a obtenu un financement par obligations vertes par voie de placement privé pour un montant de 173 M$. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de leur date d'émission au taux annuel de 3,41 % et viennent à échéance le 30 septembre 2041. Les obligations sont alignées sur les quatre composantes des principes des obligations vertes de 2021 de l'International Capital Market Association.

Windrise Wind LP a utilisé une partie du produit tiré des obligations pour rembourser tous les montants dus aux termes d'une convention de prêt à la construction intersociétés conclue relativement à la centrale de Windrise, octroyer des avances à TransAlta Renewables de façon subordonnée aux termes d'une convention de prêt intersociétés, financer ou

refinancer des projets verts admissibles, y compris des installations d'énergie renouvelable et pour alimenter un compte de réserve pour la construction, entre autres.

Augmentation du dividende sur les actions ordinaires annoncée

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé que le conseil d'administration avait approuvé une augmentation de 11 % de son dividende sur les actions ordinaires et déclaré un dividende de 0,05 $ par action ordinaire payable le 1er janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1er décembre 2021. Le dividende trimestriel de 0,05 $ l'action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,20 $ l'action ordinaire.

Plan de croissance de l'électricité propre de 2021

Le 28 septembre 2021, la Société a présenté son *Investor Day* de 2021 et annoncé son plan de croissance de l'électricité propre. La Société a établi des objectifs visant à produire 2 GW de capacité d'énergie renouvelable supplémentaire avec un investissement ciblé de 3 G$ d'ici 2025. TransAlta accélérera sa croissance en mettant l'accent sur les énergies renouvelables et le stockage axés sur le client grâce à l'exécution de son portefeuille de projets de développement de 3 GW.

TransAlta Renewables est nommée au palmarès des 50 meilleures entreprises citoyennes

Le 6 juillet 2021, la Société a annoncé que TransAlta Renewables a été reconnue par Corporate Knights comme l'une des 50 meilleures entreprises citoyennes de 2021. Le palmarès des 50 meilleures entreprises citoyennes évalue et classe les sociétés canadiennes en fonction d'un ensemble de 24 indicateurs de rendement clés couvrant les indicateurs ESG par rapport à leurs pairs du secteur et en utilisant des renseignements accessibles au public. La Société est engagée à l'amélioration continue des enjeux fondamentaux en matière d'ESG et la garantie que la création de valeur économique est équilibrée grâce à une proposition de valeur en faveur de l'environnement et des collectivités.

Programme d'équité, de diversité et d'inclusion

Le 3 mai 2021, TransAlta a annoncé qu'elle avait reçu la certification d'une tierce partie spécialisée dans l'évaluation et le suivi des mesures en matière d'équité, de diversité et d'inclusion pour son engagement continu en matière d'équité, de diversité et d'inclusion en milieu de travail et son rendement significatif à cet égard. La Société a élaboré une stratégie quinquennale en matière d'équité, de diversité et d'inclusion qui a été approuvée par le conseil en août 2021 et a ensuite mis en œuvre la première année de cette stratégie.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 25 mai 2021, la TSX a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA ») visant une partie de nos actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % des actions ordinaires flottantes au 18 mai 2021. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la TSX ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mars 2021 et se terminera le 30 mars 2022 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société. Aucune action ordinaire n'a été rachetée dans le cadre d'une OPRA actuelle ou antérieure en 2021.

Règlement favorable de litiges

La Société est actuellement engagée dans un litige avec Fortescue Metals Group (« FMG »). Le litige découle de la résiliation alléguée par FMG du CAE de South Hedland. Le 2 mai 2021, la Société est parvenue à un règlement conditionnel avec FMG. Le règlement a été conclu et les poursuites ont été officiellement rejetées par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 7 décembre 2021. Le montant du règlement a été comptabilisé sous forme de produit au quatrième trimestre de 2021, tandis que tous les autres soldes précédemment provisionnés ont été annulés. Le règlement a fait en sorte que FMG demeure un client de l'installation de South Hedland.

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners Master Fund Ltd. (« Mangrove ») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario désignant comme défendeurs la Société, les membres du conseil d'administration en poste à cette date et Brookfield. Mangrove tentait de faire annuler l'investissement de Brookfield de 2019. Les parties ont conclu un règlement confidentiel et la poursuite a été interrompue devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure aux termes du CAE. ENMAX Energy Corporation, l'acheteur aux termes du CAE à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 M$ qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties ont conclu un règlement confidentiel le 21 avril 2021, et cette question est maintenant réglée.

Prêt lié à la durabilité

En mars 2021, TransAlta a prorogé sa facilité de crédit consortiale de 1,25 G$ jusqu'au 30 juin 2025 et a converti la facilité en un prêt lié à la durabilité (« PLD »). Les modalités de financement de la facilité harmonisent le coût d'emprunt avec les cibles de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes de TransAlta, qui font partie de la stratégie globale de la Société en matière d'ESG. Le PLD comportera un ajustement des prix cumulatifs en fonction des coûts d'emprunt des facilités et un ajustement correspondant de la commission d'engagement (l'« ajustement lié à la durabilité »). Selon le rendement par rapport aux cibles intermédiaires qui ont été établies pour chaque année de la durée de la facilité de crédit, l'ajustement lié à la durabilité est structuré sous forme de mécanisme bidirectionnel et pourrait augmenter, diminuer ou rester le même pour chaque cible de rendement lié à la durabilité en fonction du rendement. Le PLD souligne en outre l'engagement de TransAlta envers la durabilité, y compris l'équité, la diversité et l'inclusion et la réduction des émissions.

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

Le 31 mars 2021, Dawn Farrell a quitté le conseil et son poste de présidente et chef de la direction de la Société. John Kousinioris a succédé à M[me] Farrell à titre de président et chef de la direction et s'est joint au conseil le 1[er] avril 2021. Avant sa nomination au poste de chef de la direction de TransAlta, M. Kousinioris a occupé les postes de chef de l'exploitation, de chef de la croissance et de chef des affaires juridiques et de la conformité et de secrétaire général de la Société. Le 30 avril 2021, Brett Gellner, notre chef du développement, a pris sa retraite après presque 13 ans chez TransAlta. M. Gellner demeure administrateur non indépendant au sein du conseil d'administration de TransAlta Renewables.

Le 4 mai 2021, la Société a annoncé l'élection de quatre nouvelles administratrices : M[me] Laura W. Folse, M[me] Sarah Slusser, M. Thomas O'Flynn et M. Jim Reid, qui feront bénéficier le conseil de leur expérience diversifiée et de leurs points de vue. M[me] Georgia Nelson, M. Richard Legault et M. Yakout Mansour ne se sont pas portés candidats en vue de leur réélection et ont quitté le conseil immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires tenue le 4 mai 2021.

2020

Déclaration d'une augmentation de 6 % du dividende sur les actions ordinaires

Le 23 décembre 2020, la Société a annoncé une augmentation de 6 % du dividende sur ses actions ordinaires pour le trimestre prenant fin le 31 mars 2021. Le dividende trimestriel de 0,045 $ l'action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,18 $ l'action ordinaire, soit une augmentation de 0,01 $ l'action ordinaire.

Remboursement de billets à moyen terme

Le 25 novembre 2020, la Société a racheté la totalité de ses billets à moyen terme non garantis de premier rang à 5,0 % échus et en circulation, d'un capital global de 400 M$. Elle a financé le rachat au moyen de fonds en caisse.

Engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion

Le 4 novembre 2020, la Société a annoncé que le conseil avait pris un engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion en vue de faire progresser la diversité et l'inclusion en milieu de travail. Ainsi, la Société cherchera à lever les obstacles systémiques pouvant empêcher certains employés de s'épanouir, dont les minorités visibles, les autochtones, les membres de la communauté LGBTQ+, les personnes handicapées et les femmes. Les iniquités qui persistent partout dans le monde soulignent l'urgence d'affronter et de réduire les tensions raciales, ethniques et autres, de supprimer les obstacles qui perpétuent les inégalités et de favoriser la création d'un environnement de travail inclusif pour tous les employés. TransAlta croit fermement que la véritable diversité est avantageuse pour l'économie, améliore le rendement des entreprises, stimule la croissance et renforce l'appartenance des employés. Dans son engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion, la Société reconnaît les défis et cherche à les relever : a) en encourageant les conversations sur la diversité et l'inclusion en milieu de travail; b) en sensibilisant davantage ses équipes à la diversité, à l'égalité et à l'inclusion; c) en établissant les

meilleures pratiques se traduisant par la mise en place de programmes et d'initiatives aux fins de la diversité et de l'inclusion en milieu de travail; et d) en favorisant la responsabilisation au moyen de comptes rendus et d'évaluations réguliers des résultats de ses programmes et initiatives.

TEC Hedland Pty Ltd. (« TEC ») obtient un financement de 800 M$ AU

Le 22 octobre 2020, TEC, une filiale de la Société, a mené à bien un placement de billets garantis de premier rang de 800 M$ AU (les « billets de TEC »), par voie de placement privé, garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Les billets de TEC portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de capital devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les billets de TEC ont reçu la notation BBB de la Kroll Bond Rating Agency.

TransAlta Renewables a reçu une part de 480 M$ (515 M$ AU) du produit du placement des billets de TEC, par suite du rachat de certains actifs intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 M$ AU a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd., filiale de TransAlta. Le prêt porte intérêt au taux de 4,32 % et sera remboursé au plus tard le 23 octobre 2022, ou à vue. Le montant résiduel du produit du placement des billets de TEC sera utilisé pour financer les réserves et les coûts de transaction requis. TransAlta TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur sa facilité de crédit et pour acquérir l'actif et les participations financières susmentionnés.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020.

La Société continue d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités, qui préconise ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance le fassent et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui ne sont pas en mesure de travailler à distance, puissent travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé et leur sécurité. TransAlta a adopté les directives des autorités sanitaires locales et du gouvernement dans tous les territoires et pays où nous exerçons nos activités afin de promouvoir la santé et la sécurité de tous les employés et sous-traitants à l'aide de nos protocoles de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles en matière de dépistage et de distanciation physique, y compris l'utilisation d'équipement de protection individuelle. Les employés peuvent être exemptés du test de dépistage rapide s'ils sont en mesure de fournir une preuve de vaccination. En outre, TransAlta maintient des restrictions de voyager conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint et la réorganisation des processus et des procédures pour minimiser toute transmission du virus au travail.

Malgré les défis associés à la pandémie, toutes nos installations continuent d'être pleinement opérationnelles et sont en mesure de répondre aux besoins de nos clients, à l'exception des installations éoliennes de Kent Hills 1 et 2, dont la situation, comme décrit ci-dessus, n'est pas liée à la pandémie. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de nos clients et de nos contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service en lien avec la COVID-19. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce à ses contrats à long terme, aux positions couvertes et à sa liquidité financière.

TransAlta déclare une augmentation du dividende sur ses actions ordinaires

Le 16 janvier 2020, nous avons déclaré une augmentation de 6,25 % du dividende annualisé sur nos actions ordinaires par rapport à son niveau précédent, le portant à 0,17 $ l'action ordinaire.

TransAlta nomme John P. Dielwart au poste de président du conseil

Le 16 janvier 2020, nous avons annoncé la nomination de John P. Dielwart au poste de président du conseil, nomination devant prendre effet dès le départ à la retraite de l'ambassadeur Gordon D. Giffin, à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2020. M. Dielwart est entré en fonction le 21 avril 2020.

2019

Conclusion favorable concernant le paiement faisant suite à la résiliation des CAE des unités B et C de la centrale de Sundance

Le 26 août 2019, nous avons annoncé que nous avions eu gain de cause à l'issue de notre arbitrage avec le Balancing Pool au sujet du paiement résiduaire concernant la résiliation des CAE des unités B et C de la centrale de Sundance. Par suite de la décision d'arbitrage, nous avons obtenu du Balancing Pool la somme intégrale que nous voulions recouvrer, à savoir 56 M$ plus la TPS et les intérêts. Le paiement concernait des investissements passés de TransAlta dans certains actifs miniers et d'autres actifs d'entreprise qui, selon nous, auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette des CAE que contestait le Balancing Pool.

Nomination du chef des finances

Le 16 mai 2019, nous avons nommé Todd Stack au poste de chef des finances. M. Stack, auparavant directeur général et contrôleur de la Société, était chargé à ce titre d'orienter et de diriger les activités de la Société relatives aux finances, à la comptabilité, à la communication d'information, à la fiscalité et à la planification.

Investissement stratégique de Brookfield

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement avec Brookfield, aux termes de laquelle Brookfield s'est engagée à investir 750 M$ dans la Société au moyen de l'achat de titres échangeables qui pourront être échangés par Brookfield à une date future contre une participation dans les actifs hydroélectriques albertains de TransAlta en fonction d'une valeur correspondant à un multiple du BAIIA ajusté futur des actifs hydroélectriques albertains. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – 2019 – Investissement stratégique de Brookfield Renewable Partners* » de la présente notice annuelle.

Activités de TransAlta

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et solaire, Gaz et Transition énergétique sont chargés de l'exploitation et de la maintenance des centrales de production d'électricité au Canada, en Australie et aux États-Unis. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre parc d'actifs commerciaux à l'extérieur de l'Alberta, ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage de gaz à notre parc de gaz, de la fourniture de connaissances intellectuelles pour soutenir notre équipe de croissance et de la génération d'une marge brute autonome distincte de nos activités liées aux actifs par l'intermédiaire d'une plateforme de commercialisation de l'énergie nord-américaine de premier plan. Tous les secteurs bénéficient de l'appui du secteur Siège social.

Au fil de la transformation de la Société en leader de l'électricité propre, la part des produits des activités ordinaires qui est attribuable au secteur Transition énergétique diminuera par rapport à celle des autres unités opérationnelles. En outre, la Société poursuit la transition amorcée pour alléger sa structure organisationnelle au moyen d'une optimisation continue et d'une structure de coûts réduits afin de s'adapter au nouveau modèle d'affaires.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur productif de produits des activités ordinaires aux produits des activités ordinaires au 31 décembre 2021 :

	Produits de 2021[1)]	**Produits de 2020[1)]**
Hydroélectricité	14 %	7 %
Énergie éolienne et solaire	11 %	16 %
Gaz	41 %	37 %
Transition énergétique	26 %	34 %
Commercialisation de l'énergie	8 %	6 %

Note :

1) Comprend la totalité des produits des activités ordinaires de TransAlta Renewables ou de ses filiales ainsi que des centrales dans lesquelles TransAlta Renewables ou l'une de ses filiales a une participation financière. Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 60 % dans TransAlta Renewables.

Pour de plus amples renseignements sur nos résultats et nos actifs sectoriels, veuillez vous reporter à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

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

Secteur Hydroélectricité

Le secteur Hydroélectricité détient une participation dans 925 MW nets. Les centrales sont situées en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario.

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

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales hydroélectriques au 31 décembre 2021 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée brute[1]	Propriété	Capacité nette détenue (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat[2]
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Bow									
Barrier[3]	AB	13	100 %	13	100 %	13	1947	Commerciale	–
Bearspaw[3]	AB	17	100 %	17	100 %	17	1954	Commerciale	–
Cascade[3]	AB	36	100 %	36	100 %	36	1942, 1957	Commerciale	–
Ghost[3]	AB	54	100 %	54	100 %	54	1929, 1954	Commerciale	–
Horseshoe[3]	AB	14	100 %	14	100 %	14	1911	Commerciale	–
Interlakes[3]	AB	5	100 %	5	100 %	5	1955	Commerciale	–
Kananaskis[3]	AB	19	100 %	19	100 %	19	1913, 1951	Commerciale	–
Pocaterra	AB	15	100 %	15	100 %	15	1955	Commerciale	–
Rundle[3]	AB	50	100 %	50	100 %	50	1951, 1960	Commerciale	–
Spray[3]	AB	112	100 %	112	100 %	112	1951, 1960	Commerciale	–
Three Sisters[3]	AB	3	100 %	3	100 %	3	1951	Commerciale	–
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Oldman									
Belly River[4][5]	AB	3	100 %	3	100 %	3	1991	Commerciale	–
St. Mary[4][5]	AB	2	100 %	2	100 %	2	1992	Commerciale	–
Taylor[4][5]	AB	13	100 %	13	100 %	13	2000	Commerciale	–
Waterton[4][5]	AB	3	100 %	3	100 %	3	1992	Commerciale	–
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord									
Bighorn[3]	AB	120	100 %	120	100 %	120	1972	Commerciale	–
Brazeau[3]	AB	355	100 %	355	100 %	355	1965, 1967	Commerciale	–
Centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique									
Akolkolex[4][5]	BC	10	100 %	10	100 %	10	1995	BC Hydro	2046
Pingston[4][5]	BC	46	50 %	23	100 %	23	2003, 2004	BC Hydro	2023
Bone Creek[4][5]	BC	19	100 %	19	100 %	19	2011	BC Hydro	2031
Upper Mamquam[4][5]	BC	25	100 %	25	100 %	25	2005	BC Hydro	2025
Centrales hydroélectriques en Ontario									
Appleton[4]	ON	1	100 %	1	100 %	1	1994	SIERE	2030
Galetta[4][6]	ON	2	100 %	2	100 %	2	1998	SIERE	2030
Misema[4]	ON	3	100 %	3	100 %	3	2003	SIERE	2027
Moose Rapids[4]	ON	1	100 %	1	100 %	1	1997	SIERE	2030
Ragged Chute[4]	ON	7	100 %	7	100 %	7	1991	SIERE	2029
Capacité hydroélectrique totale		**948**		**925**		**925**			

Notes :

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité installée brute tient compte de la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, tandis que la participation dans la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs et est calculée après la consolidation des actifs sous-jacents. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2021, environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables appartenaient, directement ou indirectement, à TransAlta.

2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.

3) *Ces centrales font partie des « actifs hydroélectriques » visés par l'investissement de Brookfield.* Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – 2019 – Investissement stratégique de Brookfield Renewable Partners* » de la présente notice annuelle. *Les CAE de l'Alberta visant ces actifs ont expiré le 31 décembre 2020; lesdits actifs étant maintenant exploités comme des centrales commerciales.*

4) Installation appartenant à TransAlta Renewables.

5) Ces installations sont certifiées ÉcoLogo® La certification ÉCOLOGO est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

6) La centrale de Galetta a été construite initialement en 1907, mais elle a été rénovée en 1998.

Réseau hydrographique de la rivière Bow

Barrier

La centrale de Barrier est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 13 MW située sur la rivière Kananaskis près de Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1947. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des crédits pour la performance en matière d'émissions (des « CPE ») conformément au règlement de l'Alberta intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le « TIER »).

Bearspaw

La centrale de Bearspaw est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary, en Alberta. Elle est en service depuis 1954. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Cascade

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le parc national Banff, en Alberta. Nous avons acheté cette centrale au gouvernement du Canada en 1941. L'année suivante, nous avons construit un nouveau barrage et une nouvelle centrale afin de remplacer le barrage et la centrale d'origine, puis avons ajouté un deuxième groupe générateur en 1957. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Ghost

La centrale de Ghost est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 54 MW située sur la rivière Bow près de Cochrane, en Alberta. Elle est en service depuis 1929. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Horseshoe

La centrale de Horseshoe est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 14 MW située sur la rivière Bow près de Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1911. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Interlakes

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 5 MW située à Kananaskis Lakes (Alberta). Elle est en service depuis 1955. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Kananaskis

La centrale de Kananaskis est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 19 MW située sur la rivière Bow à Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1913. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Pocaterra

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 15 MW située à Kananaskis Lakes, en Alberta. Elle est en service depuis 1955. L'électricité produite par la centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Rundle

La centrale de Rundle est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 50 MW située à Canmore, en Alberta, sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Spray

La centrale de Spray est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 112 MW située à Canmore, en Alberta, sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Three Sisters

La centrale de Three Sisters est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 3 MW située au pied du barrage Three Sisters près de Canmore, en Alberta, sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle est en service depuis 1951. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Réseau hydrographique Waterton-St. Mary

Belly River

La centrale de Belly River, qui appartient à TransAlta Renewables, 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, dans le sud de l'Alberta. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre, lorsque l'eau est détournée dans le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. Elle est en service depuis 1991. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE conclu avec TransAlta Renewables (« CAE de Renewables ») et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

St. Mary

La centrale de St. Mary, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 2 MW située au pied du barrage St. Mary, retenant le réservoir Waterton, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. Elle est en service depuis 1992. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Taylor

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

Waterton

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

Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord

Bighorn

La centrale de Bighorn est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 120 MW située près de Nordegg, en Alberta. Elle est en service depuis 1972. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Brazeau

La centrale de Brazeau est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 355 MW située près de Drayton Valley, en Alberta. Elle est en service depuis 1965. Elle exerçait ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché au comptant de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique

Akolkolex

La centrale d'Akolkolex, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 1995. Sa production est vendue à British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») aux termes d'un CAE qui prend fin en 2046.

Bone Creek

La centrale de Bone Creek, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 2011. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE qui prend fin en 2031.

Pingston

La centrale de Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 46 MW située sur le ruisseau Pingston Creek, au sud-ouest de Revelstoke, en Colombie-Britannique, et en aval de la centrale d'Akolkolex. Elle est en service depuis 2003. Elle appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à une filiale de Brookfield. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE de 20 ans qui prend fin en 2023.

Upper Mamquam

La centrale d'Upper Mamquam, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 2005. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE qui prend fin en 2025.

Centrales hydroélectriques en Ontario

Appleton

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

Galetta

La centrale de Galetta, qui appartient à TransAlta Renewables, 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 a été construite en 1907 et rénovée en 1998. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE aux termes d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030.

Misema

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

Moose Rapids

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

Ragged Chute

La centrale de Ragged Chute, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 7 MW située sur la rivière Montréal, au sud de la ville de Temiskaming Shores, dans le nord de l'Ontario. Nous louons cette centrale, qui est en service depuis 1991, auprès d'Ontario Power Generation Inc. La production tirée de cette centrale est vendue à la SIERE aux termes d'un contrat qui prend fin le 30 juin 2029.

Secteur Énergie éolienne et solaire

Au 31 décembre 2021, le secteur Énergie éolienne et solaire détenait des participations dans environ 1 879 MW de capacité éolienne nette. Cette capacité provient de 12 parcs éoliens dans l'Ouest canadien, de quatre en Ontario, de deux au Québec, de trois au Nouveau-Brunswick et de cinq aux États-Unis, plus précisément dans les États de Washington, du Wyoming, du Minnesota, de la Pennsylvanie et du New Hampshire. La Société possède également une installation de stockage à batteries à grande échelle de 10 MW en Alberta et des centrales solaires de 143 MW dans les États du Massachusetts et de la Caroline du Nord.

Le vent et l'énergie solaire ne sont généralement pas des ressources qui peuvent être réparties; par conséquent, sur les marchés commerciaux, les actifs éoliens et solaires ne peuvent pas servir à garantir le prix commun moyen annuel. Nous formulons donc différentes hypothèses de produits prévisionnels tirés de la production provenant d'un actif éolien ou solaire comparativement à un actif pouvant être réparti. Si ces hypothèses de prix et ces prévisions de production se révèlent inexactes, les produits correspondants reçus pourraient être réduits. Les prévisions de production sont fondées sur la prévision de production moyenne à long terme d'un emplacement donné, qui tient compte des conditions météorologiques historiques. Sur une période d'un an donnée, il peut y avoir des variations par rapport à cette moyenne à long terme. Afin de prévoir la production, il faut formuler des hypothèses quant à un certain nombre de facteurs en fonction des données historiques relatives à l'emplacement. Dans le cas d'un parc éolien, ces facteurs comprennent la conception du parc éolien, notamment quant aux pertes dues au sillage et aux systèmes à capteurs distribués, au cisaillement du vent et aux pertes électriques à l'intérieur de l'emplacement. Dans le cas d'un parc solaire, la production d'énergie à long terme dépend de l'inclinaison des panneaux et de la distance entre les rangées de panneaux, de l'ensoleillement et du contexte ambiant et environnemental à l'emplacement. Si ces hypothèses se révèlent inexactes, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

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

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos installations éoliennes et solaires au 31 décembre 2021 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée brute[1]	Propriété	Capacité nette détenue (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat[2]
Parcs éoliens en Alberta									
Ardenville[4][5]	AB	69	100 %	69	100 %	69	2010	Commerciale	–
Blue Trail et Macleod Flats[4][5]	AB	69	100 %	69	100 %	69	2009 et 2004	Commerciale	–
Castle River[4][5][6]	AB	44	100 %	44	100 %	44	1997-2001	Commerciale	–
Cowley North[4][5]	AB	20	100 %	20	100 %	20	2001	Commerciale	–
McBride Lake[4][5]	AB	75	50 %	38	100 %	38	2004	ENMAX	2024
Oldman[4][5]	AB	4	100 %	4	100 %	4	2007	Commerciale	–
Sinnott[4][5]	AB	7	100 %	7	100 %	7	2001	Commerciale	–
Soderglen[4][5]	AB	71	50 %	36	100 %	36	2006	Commerciale	–
Summerview 1[4][5]	AB	68	100 %	68	100 %	68	2004	Commerciale	–
Summerview 2[4][5]	AB	66	100 %	66	100 %	66	2010	Commerciale	–
Windrise[4]	AB	206	100 %	206	100 %	206	2021	AESO	2041
Stockage d'énergie à batteries en Alberta									
WindCharger[4]	AB	10	100 %	10	100 %	10	2020	Commerciale	–
Centrales éoliennes dans l'est du Canada									
Kent Breeze[4]	ON	20	100 %	20	100 %	20	2011	SIERE	2031
Kent Hills 1[4]	NB	96	100 %	96	83 %	80	2008	Énergie NB	2035
Kent Hills 2[4]	NB	54	100 %	54	83 %	45	2010	Énergie NB	2035
Kent Hills 3[4]	NB	17	100 %	17	83 %	14	2018	Énergie NB	2035
Le Nordais[4][5][7]	QC	98	100 %	98	100 %	98	1999	Hydro-Québec	2033
Melancthon I[4]	ON	68	100 %	68	100 %	68	2006	SIERE	2026
Melancthon II[4]	ON	132	100 %	132	100 %	132	2008	SIERE	2028
New Richmond[4][5]	QC	68	100 %	68	100 %	68	2013	Hydro-Québec	2033
Wolfe Island[4]	ON	198	100 %	198	100 %	198	2009	SIERE	2029
Centrales éoliennes et solaires aux États-Unis									
Antrim[3]	NH	29	100 %	29	100 %	29	2019	Partners Healthcare and New Hampshire Electric	2039
Big Level[3]	PA	90	100 %	90	100 %	90	2019	Microsoft	2034
Lakeswind[3]	MN	50	100 %	50	100 %	50	2014	CLT	2034
Mass Solar[3][7]	MA	21	100 %	21	100 %	21	2012-2015	CLT	2032-2045
North Carolina Solar[3][7]	NC	122	100 %	122	100 %	122	2019-2021	Duke Energy	2033
Parc éolien de Skookumchuck[3]	WA	137	49 %	67	100 %	67	2020	Puget Sound Energy	2040
Par éolien du Wyoming[3]	WY	140	100 %	140	100 %	140	2003	CLT	2028
Capacité totale du secteur Énergie éolienne et solaire[8]		**2 049**		**1 907**		**1 879**			

Notes :

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité installée brute tient compte de la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, tandis que la participation dans la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs et est calculée après la consolidation des actifs sous-jacents. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2021, environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables appartenaient, directement ou indirectement, à TransAlta.

2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.

3) TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.

4) Centrale appartenant directement à TransAlta Renewables.

5) Ces installations sont certifiées ÉcoLogo® La certification ÉCOLOGO est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

6) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.

7) Comprend plusieurs centrales.

8) Exclut les projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West, Garden Plain Wind et le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, qui sont respectivement des projets éoliens et solaires actuellement en construction.

La totalité de l'électricité produite et vendue par nos parcs éoliens en Alberta et au Québec provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo, à l'exception de la centrale de Windrise. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources alternatives dans le cadre du programme Choix environnemental d'Environnement Canada.

Parcs éoliens en Alberta

Ardenville

Le parc d'Ardenville, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 69 MW situé à environ 14 kilomètres au sud de Fort Macleod, en Alberta. C'est nous qui avons construit ce projet, qui a commencé ses activités commerciales le 10 novembre 2010. En 2018, le parc éolien d'Ardenville a obtenu une prolongation pour générer des crédits compensatoires aux termes du TIER jusqu'en octobre 2023. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Blue Trail et Macleod Flats

La centrale Blue Trail appartient à TransAlta Renewables. Blue Trail est un parc éolien de 66 MW situé dans le sud de l'Alberta, qui a commencé ses activités commerciales en novembre 2009. Le parc éolien de Blue Trail 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. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

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

Castle River

La centrale de Castle River appartient à TransAlta Renewables. Elle se trouve au sud-ouest de Pincher Creek, en Alberta. Elle comprend aussi six autres turbines, totalisant 4 MW, situées séparément dans le comté de Cardston et la région de Hill Spring, dans le sud-ouest de l'Alberta. L'installation de Castle River a commencé ses activités commerciales par phases de novembre 1997 à juillet 2001. Elle génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Cowley North

La centrale de Cowley North appartient à TransAlta Renewables. La centrale éolienne de Cowley North de 20 MW est située à proximité des villes de Cowley et de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. L'installation de Cowley North génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

McBride Lake

La centrale éolienne McBride Lake appartient à TransAlta Renewables. La centrale éolienne de 75 MW de McBride Lake située au sud de Fort Macleod, en Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales en avril 2004. Sa production est vendue aux termes du CAE de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corp. venant à échéance en 2024. Ce parc génère des CPE aux termes du TIER.

Oldman

L'installation de Oldman, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc de 3,6 MW situé à l'est du barrage de la rivière Oldman, près de Pincher Creek, au sud de l'Alberta. La centrale de Oldman est en activité depuis mars 2007. L'interconnexion de l'installation se fait par l'intermédiaire du réseau de distribution de Fortis Alberta. En 2021, TransAlta Renewables a acquis 100 % du projet auprès d'une filiale de Boralex. Cette installation vend de l'énergie sur le marché commercial de l'Alberta et produit des CRE aux termes du TIER.

Sinnott

La centrale de Sinnott appartient à TransAlta Renewables. Cette centrale, d'une capacité installée totale 7 MW, est 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. Elle a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Le parc

éolien de Sinnott génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta.

Soderglen
L'installation de Soderglen, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc de 71 MW situé 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. Il appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à CNOOC Petroleum North America ULC. Nous acquérons 50 % de la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta (ce qui exclut la partie de la production qui appartient à CNOOC Petroleum North America ULC).

Summerview 1
L'installation Summerview 1, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 68 MW situé à environ 15 kilomètres au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Nous l'avons construite et celle-ci a commencé ses activités commerciales en 2004. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta. Ce parc éolien génère des CPE aux termes du TIER.

Summerview 2
L'unité n^{o} 2 de l'installation de Summerview, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 66 MW situé à environ 15 kilomètres au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales en septembre 2004. Nous acquérons la production de cette installation aux termes d'un CAE de Renewables et la vendons ensuite sur le marché au comptant de l'Alberta. L'unité n^{o} 2 du parc éolien de Summerview génère des crédits compensatoires de carbone aux termes du TIER jusqu'en novembre 2022, moment où l'installation pourra participer au TIER.

WindCharger
WindCharger est la première installation de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta. Elle a une capacité nominale de 10 MW et d'une capacité de stockage totale de 20 MWh. L'installation de WindCharger est située dans le sud de l'Alberta, dans l'arrondissement municipal de Pincher Creek, à côté de la sous-station du parc éolien de Summerview. L'exploitation commerciale de l'installation a commencé le 15 octobre 2020. WindCharger stocke l'énergie produite par l'unité n^{o} 2 du parc éolien de Summerview, située à proximité, et la déverse dans le réseau électrique de l'Alberta en période de pointe. L'installation bénéficie d'un financement conjoint du programme Emissions Reduction Alberta. TransAlta Renewables a acquis WindCharger le 1er août 2020. La Société a signé un contrat d'utilisation de stockage d'énergie à batteries de 20 ans avec TransAlta Renewables selon lequel la Société lui verse des frais de capacité fixes mensuels en échange du droit exclusif d'exploiter et de répartir l'énergie stockée sur le marché au comptant albertain.

Windrise
Le parc éolien de Windrise de 206 MW est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek. Le parc éolien de Windrise est le plus important parc éolien de la Société à ce jour et est visé par accord d'enlèvement de 20 ans avec l'AESO. L'exploitation commerciale du parc éolien de Windrise a commencé le 10 novembre 2021. TransAlta Renewables a fait l'acquisition du parc éolien de Windrise le 26 février 2021.

Garden Plain
Le projet de parc éolien de Garden Plain est actuellement en construction et est situé à environ 30 kilomètres au nord de Hanna, en Alberta. L'installation sera composée de 26 turbines Siemens-Gamesa SGRE SG-145 d'une capacité nominale de 130 MW et a une date cible d'exploitation commerciale (« DEC ») au second semestre 2022. Pembina et TransAlta ont conclu un CAE de 18 ans pour 100 MW, commençant à la DEC de Garden Plain. Aux termes d'une convention distincte, Pembina a l'option d'acheter une participation de 37,7 % dans le projet. TransAlta commercialise actuellement les 30 autres MW de la centrale auprès de clients commerciaux et industriels qui cherchent à réduire l'intensité carbone de leurs activités. Dans la mesure où les contrats visant ces 30 autres MW ne sont pas conclus, l'énergie excédentaire sera offerte sur le marché au comptant de l'Alberta. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices* » de la présente notice annuelle.

Centrales éoliennes dans l'est du Canada

Kent Breeze
L'installation de Kent Breeze est un projet éolien de 20 MW situé à Thamesville, en Ontario. Elle est composée de 8 éoliennes GE de 2,5 MW montées sur des tours de 85 mètres. Cette installation a commencé ses activités commerciales en 2011. Sa production est vendue à la SIERE. Le 31 mai 2018, l'installation a été acquise par TransAlta Renewables.

Kent Hills 1

L'installation de Kent Hills 1 appartient à TransAlta Renewables à hauteur de 83 %. Le parc éolien de 96 MW est composé de 32 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres et est situé près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 2008. Natural Forces Technologies Inc., promoteur de projets éoliens 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 CAE de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick venant à échéance en 2033. Le 1er juin 2017, nous avons prolongé la durée du CAE de deux ans, soit jusqu'en 2035.

Le 27 septembre 2021, la centrale de Kent Hills 2 a connu un incident à l'égard d'une tour, ce qui a donné lieu à des travaux d'ingénierie et à une évaluation approfondis des sites Kent Hills 1 et Kent Hills 2 afin de déterminer la cause de l'incident. À la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales de la défaillance, il a été conclu que les fondations des 32 turbines du site Kent Hills 1 devaient être entièrement remplacées. L'analyse des causes fondamentales de la défaillance a permis de conclure que ce sont des déficiences dans la conception initiale des fondations qui ont entraîné la prolifération de fissures en subsurface dans les fondations et que celles-ci doivent maintenant être remplacées. La Société planifie actuellement la réhabilitation des sites éoliens et prévoit le remplacement de toutes les fondations d'ici la fin de 2023. Selon les recommandations d'ingénieurs indépendants, et afin d'assurer la sécurité des sites et des turbines visés, les éoliennes cesseront de fonctionner jusqu'à ce que leurs fondations soient remplacées. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices* » de la présente notice annuelle.

Kent Hills 2

L'installation de Kent Hills 2 appartient à 83 % à TransAlta Renewables. Le parc éolien agrandi, de 54 MW, 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 CAE de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick venant à échéance en 2035. Kent Hills 2 a bénéficié de paiements aux termes du programme écoÉNERGIE jusqu'en novembre 2020.

Il a été conclu, à la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales des défaillances des installations Kent Hills 1 et 2, que les fondations des 18 turbines du site Kent Hills 2 devaient être entièrement remplacées. Selon les recommandations d'ingénieurs indépendants, et afin d'assurer la sécurité des sites et des turbines visés, les éoliennes de Kent Hills 2 cesseront de fonctionner jusqu'à ce que leurs fondations soient remplacées. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices* » de la présente notice annuelle.

Kent Hills 3

L'installation de Kent Hills 3 appartient à 83 % à TransAlta Renewables. Le 1er juin 2017, nous avons signé un CAE avec Énergie Nouveau-Brunswick relativement à un nouvel agrandissement du parc éolien de Kent Hills. L'exploitation commerciale de la centrale de Kent Hills 3, qui résulte de l'agrandissement, a commencé le 19 octobre 2018 et ajouté cinq turbines de 3,45 MW au parc éolien de Kent Hills, procurant 17,25 MW additionnels à cet emplacement. La capacité de production des trois centrales de Kent Hills est ainsi portée globalement à 167 MW. Le CAE de la centrale de Kent Hills 3 expire en 2035. Les problèmes liés aux fondations sur les sites Kent Hills 1 et Kent Hills 2 sont uniques à la conception de ces sites et il n'y a aucune indication de problème de fondation sur Kent Hills 3.

Le Nordais

La centrale éolienne du Nordais appartient à TransAlta Renewables. La centrale Le Nordais de 98 MW comprend 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, au Québec. Elle a commencé ses activités commerciales en 1999. La production de cette centrale est vendue à Hydro-Québec et génère des CER destinés à la vente.

Melancthon I

La centrale de Melancthon I appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Melancthon I, de 68 MW, composée de 45 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres, 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 aux termes d'un CAE arrivant à échéance en 2026.

Melancthon II

La centrale de Melancthon II appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Melancthon II, de 132 MW, est composée de 88 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres, est située à proximité de la centrale de Melancthon I 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 CAE arrivant à échéance en 2028.

New Richmond

La centrale de New Richmond appartient à TransAlta Renewables. La centrale de New Richmond, de 68 MW, 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, 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 arrivant à échéance en 2033.

Wolfe Island

La centrale de Wolfe Island appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Wolfe Island, de 198 MW, composée de 86 éoliennes Siemens SWT 93 de 2,3 MW montées sur des tours de 80 mètres, 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 aux termes d'un CAE arrivant à échéance en 2029.

Centrales éoliennes et solaires aux États-Unis

Antrim

L'installation d'Antrim est un parc éolien de 29 MW situé à Antrim, au New Hampshire. Ce parc éolien a été construit par la Société et a été mis en service en décembre 2019. Il est entièrement opérationnel et visé par deux CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2039 conclus avec Partners Healthcare and New Hampshire Electric. Le 28 février 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

Big Level

L'installation de Big Level est un parc éolien de 90 MW situé dans le comté de Potter, en Pennsylvanie. Ce parc éolien a été construit par la Société et a été mis en service en décembre 2019. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2034 conclu avec Microsoft. Le 28 février 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

Lakeswind

L'installation de Lakeswind est un parc éolien de 50 MW situé près de Rollag, au Minnesota. Ce parc éolien a été acquis en 2015 auprès d'un membre du même groupe que Rockland Capital LLC. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2034 conclu avec plusieurs cocontractants de grande qualité. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

Mass Solar

L'installation de Mass Solar est un parc solaire de 21 MW qui comprend plusieurs sites situés au Massachusetts. Ce parc solaire a été acquis en 2015 auprès d'un membre du même groupe que Rockland Capital LLC. Il est opérationnel et visé par un CAE à long terme conclu avec plusieurs cocontractants de grande qualité. Outre les produits des activités ordinaires provenant du CAE, les projets génèrent des CER qui expirent en 2024. Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le parc solaire. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

North Carolina Solar

Les centrales de North Carolina Solar représentent un projet d'énergie solaire de 122 MW comprenant 20 sites situés en Caroline du Nord. La centrale d'énergie solaire a été acquise en novembre 2021 auprès d'un fonds géré par Copenhagen Infrastructure

Partners. Les installations sont toutes en état de fonctionnement et ont été mises en service entre novembre 2019 et mai 2021. Les installations sont visées par des CAE à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans et qui sont automatiquement prolongés à moins qu'ils ne soient résiliés par l'une des parties. À la clôture de l'acquisition en novembre 2021, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le parc solaire. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

Parc éolien de Skookumchuck

L'installation de Skookumchuck est un parc éolien de 137 MW situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, dans l'État de Washington, qui compte 38 éoliennes Vestas V136. Skookumchuck est entré en service le 7 novembre 2020 et est visé par un CAE de 20 ans avec Puget Sound Energy Inc. Le 1er décembre 2020, la Société a acquis une participation financière de 49 % dans le parc éolien de son associé Southern Power Company, une filiale de Southern Company. TransAlta Renewables a acquis la participation financière dans le parc éolien de Skookumchuck; la clôture a eu lieu le 1er avril 2021. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

Wyoming

L'installation du Wyoming est un parc éolien de 140 MW situé à proximité d'Evanston, dans le Wyoming. Elle a été acquise en décembre 2013 auprès d'un membre du même groupe que NextEra Energy Resources, LLC. Elle est visée par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec un cocontractant de qualité. TransAlta Renewables détient des actions privilégiées reflet de la Société qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien.

White Rock East et White Rock West

Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAE à long terme visant l'enlèvement de 100 % de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Les projets de parcs éoliens de White Rock comprendront un total de 51 éoliennes Vestas, dont la construction devrait commencer à la fin de 2022 et leur date d'exploitation commerciale prévue est au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et détiendra les installations. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

Centrales solaires en Australie

Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

La Société a conclu une entente en vue de fournir de l'électricité renouvelable à BHP pour ses activités d'exploitation à Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend le parc solaire de Mount Keith de 27 MW, le parc solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de SCE de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale.

Secteur Gaz

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales alimentées au gaz naturel au 31 décembre 2021 :

Nom de la centrale	Province /État	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée brute[1]	Propriété	Capacité nette détenue (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat[2]
Centrales alimentées au gaz de l'Alberta									
Fort Saskatchewan[3]	AB	118	60 %	71	50 %	35	1999	Dow Chemical/Commerciale	2029
Unité nº 2 de Keephills[4]	AB	395	100 %	395	100 %	395	1984	Commerciale	–
Unité nº 3 de Keephills[4]	AB	463	100 %	463	100 %	463	2011	Commerciale	–
Poplar Creek[5]	AB	230	100 %	230	100 %	230	2001	Suncor	2030
Unité nº 1 de Sheerness[3][4]	AB	400	50 %	200	50 %	100	1986	Commerciale	–
Unité nº 2 de Sheerness[3][4]	AB	400	50 %	200	50 %	100	1990	Commerciale	–
Unité nº 6 de Sundance[4]	AB	401	100 %	401	100 %	401	1980	Commerciale	–
Capacité gazière totale de l'Alberta		**2 407**		**1 960**		**1 724**			
Centrales alimentées au gaz de l'est du Canada et des États-Unis									
Ada[6]	MI	29	100 %	29	100 %	29	1991	Consumers Energy/ Amway	2026
Ottawa[3]	ON	74	100 %	74	50 %	37	1992	CLT/ Commerciale	2022-2033
Sarnia[7]	ON	499	100 %	499	100 %	499	2003	CLT	2025-2032
Windsor[3]	ON	72	100 %	72	50 %	36	1996	IESO/ Commerciale	2031
Capacité gazière totale de l'est du Canada et des États-Unis		**674**		**674**		**601**			
Centrales alimentées au gaz de l'Australie									
Parkeston[6][8]	WA[11]	110	50 %	55	100 %	55	1996	Northern Star/ Commerciale	2026
South Hedland[6][9]	WA[11]	150	100 %	150	100 %	150	2017[9]	CLT[9]	2042
SCE[6][7][10]	WA[11]	245	100 %	245	100 %	245	1996	BHP	2038
Gazoduc de Fortescue River[6]	WA[11]	S. O.	100 %	S. O.	43 %	S. O.	2015	FMG	2035
Capacité gazière totale de l'Australie		**505**		**450**		**450**			
Capacité gazière totale		**3 586**		**3 084**		**2 775**			

Notes :

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité installée brute tient compte de la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, tandis que la participation dans la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs et est calculée après la consolidation des actifs sous-jacents. La capacité nette détenue comprend la totalité de la capacité de production appartenant à TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2021, environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables appartenaient, directement ou indirectement, à TransAlta.

2) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.

3) Nous détenons nos participations dans ces centrales par l'entremise de notre participation dans TransAlta Cogeneration LP (« TA Cogen »).

4) Le CAE de l'Alberta visant ces centrales a expiré le 31 décembre 2020; elles sont maintenant exploitées comme des centrales commerciales.

5) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor Énergie Inc., qui en deviendra propriétaire en 2030.

6) TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.

7) La centrale appartient à TransAlta Renewables.

8) La centrale est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.

9) L'installation de South Hedland fait l'objet d'un contrat avec FMG et Horizon Power.

10) Comprend quatre centrales.

11) Ces actifs sont situés en Australie-Occidentale.

Centrales alimentées au gaz de l'Alberta

Fort Saskatchewan

Nous détenons une participation nette de 30 % dans la centrale de Fort Saskatchewan. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle. La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan appartient à TA Cogen et à Prairie Boys Capital Corporation. Au quatrième trimestre de 2017, nous avons prolongé pour la centrale de Fort Saskatchewan le contrat à long terme qui prévoit la livraison d'énergie et de vapeur au client, Dow Chemical. La prolongation du contrat a une durée initiale de 10 ans, qui a commencé le 1er janvier 2020, avec l'option de deux prolongations de cinq ans. Le contrat permet à notre client de continuer de profiter de la souplesse opérationnelle qu'offre la centrale.

Unité nº 2 de Keephills

L'Unité no 2 de Keephills est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et appartient en propriété exclusive à TransAlta. L'unité no 2 de Keephills, alimentée au gaz naturel, a terminé sa conversion au gaz au printemps 2021 et son exploitation commerciale a été annoncée le 19 juillet 2021. La conversion du charbon au gaz naturel permet de conserver la capacité de production actuelle de l'unité et de réduire de plus de moitié ses émissions de CO_2, les faisant passer d'environ 1,04 tonne d'éq. CO_2 par MWh à environ 0,51 tonne d'éq. CO_2 par MWh en 2021, ajoutant ainsi huit ans de durée d'utilité supplémentaires, conformément à la réglementation fédérale sur la production d'électricité au gaz naturel. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2037.

Unité nº 3 de Keephills

L'Unité nº 3 de Keephills est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et appartient en propriété exclusive à TransAlta. L'unité nº 3 de Keephills, alimentée au gaz, a terminé sa conversion au gaz naturel au deuxième semestre 2021 et son exploitation commerciale a été annoncée le 29 décembre 2021. La conversion du charbon au gaz naturel permet de conserver la capacité de production actuelle et de réduire presque de moitié ses émissions de CO_2, les faisant passer d'environ 0,86 tonne d'éq. CO_2 par MWh à environ 0,43 tonne d'éq. CO_2 par MWh, ajoutant ainsi dix ans de durée d'utilité supplémentaires, conformément à la réglementation fédérale sur la production d'électricité au gaz naturel. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2039.

Poplar Creek

Notre centrale de cogénération de Poplar Creek est située à Fort McMurray, en Alberta. Le 31 août 2015, la Société a restructuré son entente contractuelle visant les services de production d'électricité de la centrale. La centrale de cogénération de Poplar Creek a été construite et est visée par un contrat afin de fournir de la vapeur et de l'électricité aux exploitations de sables bitumineux de Suncor. Conformément aux modalités de la nouvelle entente, Suncor a acquis auprès de la Société deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 126 MW, ainsi que certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. Suncor a également pris le plein contrôle de l'exploitation de la centrale de cogénération et pourra utiliser les générateurs à gaz de la Société à leur pleine capacité de 230 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La propriété de l'ensemble de la centrale de cogénération de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Unités nº 1 et nº 2 de Sheerness

Les centrales de Sheerness sont situées à environ 200 kilomètres au nord-est de Calgary (Alberta) et appartiennent en copropriété à TA Cogen et à Heartland Generation Ltd. (« Heartland »). Heartland est chargée de l'exploitation et de l'entretien des unités de Sheerness. Le 4 avril 2020, l'unité nº 2 de Sheerness a été convertie au gaz naturel. De plus, en 2020, la capacité de l'unité no 2 de Sheerness a été portée de 390 MW à 400 MW à la suite d'un rembobinage du générateur et d'une mise à l'essai finale. Le 31 mars 2021, l'unité nº 1 de Sheerness a été convertie au gaz naturel. La centrale de Sheerness a reçu sa dernière livraison de charbon au cours du premier trimestre de 2021 et, en juillet 2021, elle avait entièrement épuisé ses stocks de charbon. Le 9 novembre 2021, Heartland a annoncé qu'elle avait terminé la transition relative à l'abandon du charbon à Sheerness. La fin de la durée d'utilité réglementaire de ces unités est prévue pour 2037.

L'électricité produite par la centrale de Sheerness était vendue aux termes d'un CAE de l'Alberta qui a expiré le 31 décembre 2020. Depuis le 1er janvier 2021, chacun de ses propriétaires offre séparément sa part de l'électricité sur

le marché au comptant de l'Alberta. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle.

Unité nº 6 de Sundance

L'unité nº 6 de Sundance est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et appartient en propriété exclusive à TransAlta. L'unité nº 6 de Sundance, alimentée au charbon, a terminé sa conversion au gaz au premier semestre 2021 et a annoncé son exploitation commerciale le 31 janvier 2021. La conversion du charbon au gaz naturel réduit de moitié les émissions de CO_2 de l'unité, les faisant passer d'environ 1,05 tonne d'éq. CO_2 par MWh à environ 0,52 tonne d'éq. CO_2 par MWh, ajoutant ainsi huit ans de durée d'utilité supplémentaires, conformément à la réglementation fédérale sur la production d'électricité au gaz naturel. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2037.

Accord relatif à l'abandon du charbon

Le 24 novembre 2016, nous avons conclu l'accord relatif à l'abandon du charbon avec le gouvernement de l'Alberta relativement à la cessation de nos émissions provenant de l'unité nº 3 de la centrale de Keephills et de la centrale de Sheerness, lesquelles centrales sont alimentées au charbon. L'accord relatif à l'abandon du charbon prévoit que nous avons le droit de toucher des paiements annuels en espèces d'environ 37,4 M$, somme nette revenant à TransAlta, de la part du gouvernement de l'Alberta, à compter de 2017 et jusqu'en 2030, sous réserve du respect de certaines modalités et conditions, dont la cessation de toutes les émissions provenant de nos centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Parmi les autres conditions, on compte le maintien d'investissements et d'activités liées à des investissements prescrits en Alberta, le maintien d'une présence commerciale significative en Alberta (notamment des niveaux d'emploi prescrits), le maintien du financement de programmes et d'initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales et les employés de la Société appelés à subir les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon, ainsi que l'exécution de toutes les obligations envers les employés touchés, dans chaque cas comme le prévoit l'accord relatif à l'abandon du charbon.

Centrales alimentées au gaz de l'est du Canada et des États-Unis

Ottawa

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle. Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 74 MW d'énergie électrique. Le 30 août 2013, la Société a annoncé la conclusion d'un nouveau contrat visant la production de la centrale avec la SIERE pour une durée de 20 ans prenant effet en janvier 2014. La centrale d'Ottawa fournit aussi de l'énergie thermique aux hôpitaux et aux centres de traitement membres du Centre des sciences de la santé d'Ottawa et du Centre médical de la Défense nationale. Le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre des sciences de la santé d'Ottawa expire le 31 décembre 2033, avec un renouvellement automatique de cinq ans à moins qu'il ne soit résilié par l'une des parties.

Sarnia

La centrale de cogénération de Sarnia est une centrale 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 Corporation (Canada) Ltd. (« NOVA ») (qui approvisionne à son tour INEOS Styrolution, une installation de production de styrène auparavant détenue par NOVA) et à Suncor Energy Products Partnership. La centrale fournit également de l'électricité à la SIERE aux termes d'un contrat qui expire le 31 décembre 2025.

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour prolonge la durée du contrat initial du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Toutefois, si TransAlta ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la SIERE ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, la Société a la possibilité de présenter un avis de résiliation en 2022 qui mettra fin au contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour quatre ans après la présentation de cet avis. La Société est en pourparlers avec les trois autres clients industriels existants en vue de la prolongation de leur contrat d'approvisionnement en électricité et en vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia selon des modalités

comparables. Le contrat actuel avec la SIERE prendra fin le 31 décembre 2025. Le 19 juillet 2021, la SIERE a publié son rapport d'acquisition annuel, qui comprenait un projet de renseignements sur les mécanismes d'approvisionnement à moyen et à long terme pour la capacité d'exploitation existante et nouvelle en 2026 et au-delà. La Société participe au processus de consultation en vue d'obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia après la fin du contrat actuel.

La centrale de cogénération 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 capacité de Sarnia est passée de 506 MW à 499 MW en raison de la fermeture temporaire d'un générateur. La réduction de la capacité n'a pas eu d'incidence sur la possibilité pour la centrale de s'acquitter de ses obligations contractuelles.

Windsor

La centrale de Windsor appartient à TA Cogen. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle. Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 72 MW d'énergie électrique. À compter du 1er décembre 2016, la centrale de Windsor a commencé à être exploitée aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE pour une durée de 15 ans et portant sur une capacité maximale de 72 MW. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à l'usine de montage de fourgonnettes de Stellantis Canada située à Windsor aux termes d'un contrat qui expirera en novembre 2022 et qui prévoit six renouvellements successifs d'un an.

Ada

Ada est une installation de cogénération sous contrat de 29 MW située à Ada, dans le Michigan. L'installation, en exploitation depuis 1991, bénéficie d'un CAE à long terme et d'un contrat de vente de vapeur. Elle comprend une turbine à gaz GE LM2500 et une turbine à vapeur ABB et produit environ 18 000 tonnes de vapeur par heure. Toute l'électricité et toute la vapeur qu'elle produit sont fournies, sous des contrats venant à échéance en 2026, à Consumers Energy et à Amway. Le 19 mai 2020, TransAlta est devenue le propriétaire-exploitant de l'installation d'Ada. Le 23 décembre 2020, TransAlta Renewables a acquis la participation financière dans l'installation; la clôture a eu lieu le 1er avril 2021.

Centrales alimentées au gaz de l'Australie

Tous nos actifs australiens appartiennent, directement ou indirectement, à TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. (« TEA »), une filiale en propriété exclusive de TransAlta. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière fondée sur les flux de trésorerie correspondant plus ou moins aux flux de trésorerie distribuables nets sous-jacents de TEA.

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

Parkeston

La centrale de Parkeston est une centrale mixte alimentée au gaz naturel et au diesel de 110 MW qui nous appartient en copropriété par l'intermédiaire d'une coentreprise à parts égales formée avec Northern Star Resources Limited, une filiale de Northern Star Resources Limited, dont la participation a été transférée de Newmont Australia Pty Ltd. à Northern Star Resources Limited le 1er décembre 2021. La centrale de Parkeston alimente en énergie avant tout Kalgoorlie Consolidated Gold Mines en vertu d'un contrat d'approvisionnement prolongé jusqu'en octobre 2026 qui prévoit des options de résiliation dont chaque partie peut se prévaloir à compter de 2021. Nous évaluons des occasions potentielles de renouveler ou de prolonger le contrat d'approvisionnement. La capacité et l'énergie commerciales, le cas échéant, sont vendues sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale.

South Hedland

La centrale de South Hedland est une centrale à cycle combiné de 150 MW située près de South Hedland, en Australie-Occidentale. La construction a commencé au début de 2015 et la centrale a atteint le stade de l'exploitation commerciale le 28 juillet 2017. L'installation a des contrats avec deux clients. Une capacité de 110 MW est visée par un contrat conclu avec Horizon Power jusqu'en 2042, Horizon Power est une société d'État qui fournit l'électricité dans la région. Le second client est le secteur des activités portuaires de FMG pour une capacité de 35 MW. La Société était engagée dans un litige avec FMG. Le litige découle de la résiliation alléguée par FMG du CAE. Le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement avec FMG de sorte que FMG demeure un client de l'installation de South Hedland. Se reporter à la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Siège social* » de la présente notice annuelle.

Southern Cross Energy

La centrale de SCE est composée de quatre installations de production alimentées au gaz naturel et au diesel d'une capacité combinée de 245 MW. Le 22 octobre 2020, SCE a remplacé et prolongé son CAE avec BHP. Celui-ci est entré en vigueur le 1er décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAE reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir l'énergie thermique et électrique de ses centrales de Southern Cross aux exploitations minières de BHP situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale.

Le CAE soutient les futurs besoins énergétiques de BHP et l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. Les modifications procurent également à BHP des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris l'énergie solaire et éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie aux activités d'exploitation minière de BHP dans la région de Goldfields, sous réserve du respect de certaines conditions. De nouveaux projets de construction sont déjà en cours dans le cadre de ce contrat et comprennent le projet solaire et de batterie Northern Goldfields à Mount Keith et Leinster. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » de la présente notice annuelle.

L'évaluation de l'approvisionnement supplémentaire en électricité de sources renouvelables et l'initiative de réduction des émissions de carbone prévues par le CAE prolongé avec BHP sont en cours.

Fortescue River Gas Pipeline

En 2014, nous avons créé la coentreprise Fortescue River Gas Pipeline avec le DBP Development Group. La coentreprise (dans laquelle TransAlta détient une participation de 43 %) a obtenu le contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation du gazoduc de Fortescue River de 270 kilomètres, 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 par jour. Aux termes de la convention sur le tarif gazier, FMG a l'option d'acheter le gazoduc de Fortescue River à compter de mars 2020. FMG conserve son option et la coentreprise continue d'assurer le transport de gaz naturel jusqu'à la centrale de Solomon.

Secteur Transition énergétique

Le tableau ci-dessous présente nos installations en transition énergétique au 31 décembre 2021 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW)[1)]	Participation consolidée	Capacité installée brute[1)]	Propriété	Capacité nette détenue (MW)[1)]	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Installations aux États-Unis									
Unité thermique nº 2 de Centralia	WA	670	100 %	670	100 %	670	1971	CLT/ Commerciale	2025
Skookumchuck[2)]	WA	1	100 %	1	100 %	1	1970	PSE	2025
Installations de l'Alberta									
Unité nº 4 de Sundance[3)]	AB	406	100 %	406	100 %	406	1977	Commerciale	–
Unité nº 1 de Keephills[4)]	AB	395	100 %	395	100 %	395	1983	Commerciale	–
Capacité de transition énergétique totale		**1 472**		**1 472**		**1 472**			

Notes :

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité installée brute tient compte de la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, tandis que la participation dans la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs et est calculée après la consolidation des actifs sous-jacents.

2) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à la centrale thermique Centralia.

3) Le 1er janvier 2022, la Société a cessé d'alimenter cette unité au charbon et ne l'alimentera qu'au gaz; par conséquent, la capacité maximale de l'unité a été ramenée à 113 MW.

4) L'unité no 1 de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021.

Centralia

Lacentrale alimentée au charbon de 1 340 MW de Centralia, dans l'État de Washington, se compose de deux unités; l'unité thermique no 1 de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020, réduisant la capacité nette de 1 340 MW à 670 MW. Cette mise hors service a été réalisée conformément à la loi TransAlta Energy Transition Bill (chapitre 180, Lois de 2011) (le « projet de loi »), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État de Washington. Conformément au projet de loi, l'unité nº 2 de la centrale thermique de Centralia sera mise hors service le 31 décembre 2025.

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel notre centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy pendant 11 ans. Le contrat a commencé en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devrait cesser d'être alimentée au charbon. En vertu du contrat, Puget Sound Energy achète 380 MW de charge de base jusqu'en décembre 2024, puis 300 MW en 2025.

Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé nos plans d'investissement de 55 M$ US sur 10 ans dans des projets de promotion de l'efficacité énergétique, de développement économique, de développement de la collectivité, de formation et de recyclage dans l'État de Washington. L'initiative constitue un élément de la conversion de la centrale de Centralia, qui cessera d'être alimentée au charbon dans l'État de Washington à compter du 31 décembre 2020. L'investissement de 55 M$ US dans la collectivité fait partie du projet de loi adopté en 2011. Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington. Le financement approuvé s'établit au total à environ 45,8 M$ US en date du 31 décembre 2021.

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

Centrale hydroélectrique de Skookumchuck

Nous possédons une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuck, près de Centralia, dans l'État de Washington, ainsi que des actifs connexes servant à approvisionner en eau notre centrale de Centralia. Le

7 décembre 2020, nous avons conclu un contrat avec Puget Sound Energy en vertu duquel Skookumchuck lui fournira de l'énergie jusqu'en 2025.

Unité nº 4 de Sundance

Le 1er janvier 2022, l'unité nº 4 de Sundance de TransAlta a cessé de fonctionner au charbon et l'unité ne sera alimentée qu'au gaz naturel jusqu'à sa mise hors service le 1er avril 2022. La capacité maximale de cette unité sera donc ramenée à 113 MW.

Activités de remise en état

Mine de Centralia

La Société a cessé les activités d'exploitation à notre mine de charbon de Centralia le 27 novembre 2006. La mine est actuellement à la phase de remise en état et nous continuons d'y effectuer des travaux de remise en état et des travaux connexes. La charge d'alimentation en charbon de la centrale de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming. La centrale de Centralia a des contrats d'approvisionnement en charbon qui prennent fin à la fin de 2025.

En vertu de la loi des États-Unis intitulée « *Federal Mine Safety and Health Act* », TransAlta doit déclarer toutes les assignations à sa mine de Centralia. La mine n'est pas exploitée actuellement. Il ne s'y est produit aucun accident ayant causé des blessures en 2021. La valeur pécuniaire totale de l'ensemble des sanctions imposées par la Mine Safety and Health Administration (la « MSHA ») n'est pas significative.

Nom de la mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Nombre total d'assignations reçues pour une infraction en vertu de l'art. 104 (nbre)	Nombre total d'ordonnances émises en vertu de l'al. 104(b) (nbre)	Nombre total d'assignations et d'ordonnances pour défaut injustifiable de respecter les normes de santé ou de sécurité obligatoires en vertu de l'al. 104(d) (nbre)	Nombre total de violations évidentes en vertu de l'al. 110(b)(2) (nbre)	Nombre total d'ordonnances en cas de danger imminent en vertu de l'al. 107(a) (nbre)	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA ($)	Nombre total de décès liés à l'exploitation minière (nbre)	Avis reçu de violations de schéma en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période (nbre)
4500416	28[1)]	0	0	0	0	4 896[2)]	0	Non	Non	0

Notes :

1) Assignations en vertu de l'alinéa 104 : TransAlta Centralia Mining (21) et Coalview Centralia LLC (7).

2) Citations contestées : Coalview Centralia LLC (104a – 125 $) (104g, I – 336 $).

Mine de Highvale

Nous possédons la mine de Highvale, qui approvisionnait en charbon les centrales de Sundance et de Keephills, maintenant alimentées au gaz, et nous poursuivons la remise en état et des travaux connexes à la mine de Highvale. Suivant son plan de croissance de l'électricité propre, la Société a mis fin à toutes ses activités minières à Highvale à la fin de 2021. La mine est actuellement en phase de remise en état depuis le 1er janvier 2022.

Mine de Whitewood

Nous possédons également la mine de Whitewood, qui approvisionnait auparavant en charbon la centrale de Wabamun, maintenant hors service. La mine de Whitewood n'est plus en service et nous avons terminé la remise en état de l'emplacement.

Mise hors service des centrales au charbon

Au total, TransAlta en Alberta a mis hors service une capacité de production alimentée au charbon de 3 794 MW depuis 2018 tout en convertissant 1 659 MW en gaz naturel à combustion plus propre. Les cinq unités ci-dessous ont été mises hors service et ne sont plus exploitées.

Unité nº 1 de Keephills

Le 1er janvier 2022, nous avons mis l'unité nº 1 de Keephills hors service. Cette mise hors service s'inscrit dans notre stratégie de transition vers l'électricité propre.

Unités nº 1, 2 et 3 de Sundance

Le 1er janvier 2018, nous avons mis l'unité no 1 de la centrale de Sundance hors service et avons mis l'unité no 2 à l'arrêt temporaire. Le 31 juillet 2018, nous avons procédé à la mise hors service permanente de l'unité no 2 de Sundance en raison de sa durée de vie utile plus brève que celle d'autres unités, de son âge, de sa taille et des capitaux nécessaires pour sa remise en service. Cette mise hors service s'inscrit dans notre stratégie de transition vers l'électricité propre.

Le 31 juillet 2020, la Société a mis hors service l'unité no 3 de Sundance. TransAlta a fondé sa décision sur son évaluation de la situation future du marché, sur l'âge et sur l'état de l'unité, ainsi que sur les possibilités de la Société en termes de production d'électricité et de capacité à partir de son portefeuille d'actifs productifs en Alberta.

Unité no 5 de Sundance

Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a notifié à l'AESO son intention de mettre hors service l'unité Sundance no 5 au charbon qui avait été mise à l'arrêt le 1er novembre 2021 et de résilier l'entente de service de transport d'électricité connexe. De plus, la Société a suspendu le projet de rééquipement de l'unité no 5 de Sundance en raison de la hausse des coûts, de l'évolution de la dynamique de l'offre et de la demande et des prix de l'électricité prévus sur le marché albertain, ainsi que des risques associés à la tarification du carbone et à l'évolution du contexte réglementaire. Avec la suspension du projet, la Société redéploiera le capital précédemment affecté au projet de rééquipement de l'unité no 5 de la centrale de Sundance vers des projets de croissance renouvelables.

Secteur Commercialisation de l'énergie

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

a. la collecte et l'analyse des tendances du marché pour permettre une planification stratégique et une prise de décisions plus efficaces;
b. la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de nos actifs de production, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits de base énergétiques;
c. le commerce actif de l'électricité, du gaz naturel et de produits environnementaux sur divers marchés; et
d. la négociation et la gestion d'ententes d'approvisionnement en combustible avec des tiers pour nos actifs de production. Ces activités comprennent l'ordonnancement, la facturation et le règlement des livraisons de gaz naturel et d'autres combustibles.

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

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

Ce secteur a recours au calcul de la valeur à risque, de la marge brute à risque et du risque extrême pour contrôler et gérer les risques auxquels sont soumis nos portefeuilles d'actifs et d'opérations. La valeur à risque et la marge brute à risque mesurent les pertes qui pourraient être subies pendant une période donnée en raison de l'évolution des facteurs de risque liés aux marchés. Des contrôles ex post sont utilisés pour fournir d'autres sensibilités du portefeuille aux risques de marché. Les risques liés à la conformité et à la réputation et le risque juridique sont gérés dans le cadre de notre politique juridique et de notre politique de conformité et des outils de surveillance nous permettent de signaler les risques liés à la conformité. Le secteur Commercialisation de l'énergie gère activement les risques dans le respect des limites approuvées et de nos politiques.

Secteur Siège social

Notre secteur Siège social comprend les fonctions centrales de la Société que sont les fonctions financières, juridiques et administratives, ainsi que les fonctions de développement des affaires et de relations avec les investisseurs.

Participations ne donnant pas le contrôle

Nos filiales et nos exploitations dans lesquelles nous avons des participations ne donnant pas le contrôle sont énoncées ci-après.

TransAlta Renewables

Au 31 décembre 2021, la Société détenait, directement et indirectement, environ 60,1 % des actions ordinaires émises et en circulation de TransAlta Renewables. Nous sommes déterminés à maintenir notre position d'actionnaire majoritaire de TransAlta Renewables.

Conformément à la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation intervenue entre la Société et TransAlta Renewables, la Société fournit tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres. Dans le cadre des services fournis aux termes de cette convention, TransAlta Renewables nous verse des frais, qui sont destinés à couvrir les coûts de gestion, d'administration, de comptabilité et de planification ainsi que d'autres coûts liés au siège social que nous engageons pour la prestation de services à TransAlta Renewables aux termes de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation (les « frais d'administration »). Les frais d'administration sont payables en versements trimestriels égaux. Le 28 février 2020, la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation a été modifiée pour que les frais d'administration soient calculés trimestriellement de manière à correspondre à 5 % du BAIIA ajusté 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 reflet. Ce changement n'a pas modifié sensiblement le montant des frais d'administration. Le 19 août 2020, des précisions ont été ajoutées à la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation quant au BAIIA ajusté calculé avant la prise en compte des frais d'administration. En 2021, les frais d'administration se sont élevés à environ 16 M$.

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

TA Cogen

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

TA Cogen détient une participation de 50 % dans la centrale thermique de Sheerness de 800 MW et dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan de 118 MW, en Alberta. TA Cogen détient également une participation dans deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Ontario : a) la centrale d'Ottawa de 74 MW; et b) la centrale de Windsor de 72 MW. Voir la rubrique « *Secteur Gaz* » de la présente notice annuelle.

CAE

CAE de Renewables

En août 2013, nous avons conclu des CAE de Renewables à long terme avec certaines filiales de TransAlta Renewables (chacune étant une « filiale commerciale ») prévoyant l'achat par la Société, à un prix fixe, de toute l'électricité produite par les filiales commerciales. Le prix initial que devait payer la Société en 2013 pour la production en vertu des CAE de Renewables était de 30,00 $/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 $/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'Indice des prix à la consommation au Canada. Les prix rajustés en fonction de l'Indice des prix à la consommation au Canada pour 2021 sont de 33,77 $/MWh pour les parcs éoliens et de 50,66 $/MWh pour les centrales hydroélectriques. Aux termes de chaque CAE de Renewables, la filiale commerciale n'a aucunement l'obligation de livrer une quantité déterminée d'énergie et aucune pénalité ni aucun paiement lié à une réduction de la production ne sont payables à quelque moment que ce soit en vertu des CAE de Renewables. Tout le risque lié à l'exploitation et à la production sera assumé par la filiale commerciale et TransAlta aura pour seule obligation d'acheter l'électricité effectivement produite.

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

CAE de l'Alberta

Les CAE de l'Alberta ont expiré le 31 décembre 2020 et les centrales anciennement visées par les CAE de l'Alberta fonctionnent maintenant en tant qu'installations commerciales sur le marché de l'Alberta. Jusqu'au 31 décembre 2020, un bon nombre de nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta étaient exploitées aux termes de CAE de l'Alberta, qui fixaient les exigences en matière de capacité engagée et de production d'énergie électrique ainsi

que les objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale thermique, les obligations en matière de services énergétiques et services auxiliaires des centrales hydroélectriques et le prix auquel l'électricité devait être fournie. Nous assumions le risque ou conservions l'avantage lié à la disponibilité en deçà ou au-delà de la cible de disponibilité (sauf lorsqu'ils découlaient d'événements considérés comme des cas de force majeure, dans le cas des centrales thermiques visées par des CAE) et ceux liés à toute variation des coûts (sauf si elle résultait d'une modification de la loi) nécessaires à l'entretien et à l'exploitation des centrales.

Environnement concurrentiel

Le secteur de la production d'électricité est en pleine transformation, et la demande d'électricité devrait augmenter considérablement à long terme. En outre, nous prévoyons que la composition de la production subira un changement important dans nos marchés clés. 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, ce qui comprend, sans s'y limiter :

a. 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.

b. 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 une baisse importante des coûts d'installation de la production éolienne et solaire et du stockage d'énergie à batteries. Par conséquent, ces technologies représentent désormais la majeure partie de la nouvelle capacité de production ajoutée à de nombreux réseaux électriques dans le monde.

c. 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. On s'attend à ce que la production d'énergie renouvelable continue d'être l'une des sources de production d'électricité qui connaîtront la croissance la plus rapide au Canada, en Australie et aux États-Unis.

Alberta

Environ 57 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. En date du 1er janvier 2022, notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta est une combinaison de centrales hydroélectriques, de parcs éoliens, d'une centrale de stockage à batteries et de centrales thermiques converties au gaz naturel. Cet équilibre des types de combustibles nous permet de diversifier notre portefeuille de production. Il nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Nous concluons également des contrats physiques et financiers afin de réduire notre exposition aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel sur notre production marchande.

En Alberta, la demande annuelle a augmenté d'environ 3,0 % de 2020 à 2021, alors que l'économie a rouvert à la suite de la COVID-19 et que des conditions de marché plus robustes pour les produits énergétiques ont soutenu la demande d'électricité à l'échelle provinciale. Le prix commun moyen en Alberta est passé de 47 $ le MWh en 2020 à 102 $ le MWh en 2021. Les prix communs étaient plus élevés chaque trimestre par rapport à 2020, généralement en raison d'une demande plus élevée dans la province et des prix plus élevés du gaz naturel et du carbone. De plus, la province a connu une très forte demande liée aux conditions météorologiques en juin et juillet ainsi qu'en décembre.

Nous nous attendons à engager des coûts de conformité additionnels à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* adoptée par le gouvernement fédéral du Canada, qui détermine un prix pour les émissions de GES à l'échelle nationale, chaque province devant instaurer une politique en matière de GES selon laquelle le coût au titre du carbone s'établirait à 170 $ la tonne d'ici 2030. Nous croyons que notre important portefeuille d'actifs nous offrira des possibilités de réaménagement de sites désaffectés pour l'exploitation des sources d'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique et gazière qui nous procureront un avantage sur nos concurrents au moment de construire des installations de production qui utilisent ces types de combustibles.

Nord-ouest du Pacifique américain

Notre capacité dans le nord-ouest du Pacifique américain est constituée de notre centrale au charbon de Centralia, dont la capacité de production a diminué à 670 MW en date du 1er janvier 2021. La centrale au charbon de Centralia sera progressivement mise hors service au cours des quatre prochaines années, la capacité restante de la centrale devant être mise hors service à la fin de 2025. Au quatrième trimestre de 2020, nous avons ajouté à nos actifs dans cette région une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck.

La capacité du réseau de cette région comprend principalement la production d'hydroélectricité et la production d'électricité au gaz, de même que l'ajout de quelques centrales éoliennes au cours des dernières années en raison des programmes gouvernementaux favorisant la production d'énergie renouvelable. L'augmentation de la demande dans la région a été faible, et atténuée encore davantage par l'accent mis sur l'efficacité énergétique. Nous prévoyons assister à

d'importants changements dans ce marché au cours de la prochaine décennie, à mesure que la production au charbon est abandonnée et que les normes concernant les actifs d'énergie renouvelable sont resserrées.

Notre position concurrentielle est renforcée par notre contrat à long terme avec Puget Sound Energy portant sur une production annuelle pouvant atteindre 380 MW sur la durée de vie utile résiduelle de la centrale de Centralia (qui baissera à 300 MW en 2025). Le contrat et nos couvertures nous permettent de répondre aux besoins énergétiques du marché en période de faibles prix.

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

Le marché au sein duquel nous exerçons nos activités pour l'aménagement ou l'acquisition de centrales alimentées au gaz et aux énergies renouvelables est hautement concurrentiel dans tous les marchés où nous menons nos activités. Nos antécédents en tant qu'exploitant et promoteur chevronné renforcent notre position concurrentielle. Nous prévoyons, lorsque cela sera possible, de réduire notre coût du capital et d'améliorer notre profil concurrentiel grâce à des structures de financement efficaces. Aux États-Unis, nos importants attributs fiscaux renforcent notre compétitivité.

Dans le secteur des énergies renouvelables, nous évaluons principalement les occasions de nouveaux projets dans l'ouest du Canada et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des marchés où nous menons déjà des activités. Nous avons des équipes d'expansion des affaires expérimentées et très qualifiées capables de repérer ces occasions et d'en tirer parti. Là où nous disposons de centrales à cogénération, nous travaillons avec nos clients à l'évaluation de solutions d'autoproduction d'électricité.

Certaines de nos centrales alimentées au gaz plus anciennes arrivent maintenant à la fin de leur durée de vie contractuelle initiale. Ces centrales ont généralement un avantage substantiel sur le plan du coût sur les nouvelles constructions, et nous avons réussi à apporter une valeur ajoutée en concluant avec elles de nouveaux contrats sans engager les dépenses d'investissement nécessaires pour une nouvelle installation. Nous avons prolongé la durée de vie utile visée par des contrats de nos centrales d'Ottawa (expiration en 2033), de Windsor (expiration en 2031), de Parkeston (expiration en 2026), de Fort Saskatchewan (expiration en 2030) et de SCE (expiration en 2038).

Australie

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*. De plus, il semble exister 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 plus de 53 MW, 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 Industry, Science, Energy and Resources 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 ciblons l'important secteur minier en région éloignée de cet État. Les principales exportations de l'Australie-Occidentale sont le minerai de fer, le nickel et l'or. On prévoit une augmentation des exportations de minerai de fer de l'Australie-Occidentale, alimentée par la hausse de la production des grands producteurs exploitant de nouvelles mines. Le secteur du nickel connaît également une augmentation de sa demande de la part des fabricants d'acier et de batteries. Dans le secteur minier en région éloignée, on explore diverses options en vue d'ajouter la production d'énergie renouvelable aux installations existantes et nouvelles dans le but de réduire les quantités de gaz et de diesel qui y sont consommées. Dans nos installations détenues par l'entremise de SCE, dans la région de Goldfields, nous travaillons à divers projets avec notre BHP, conformément à notre contrat récemment prolongé, en vue d'aider celui-ci à atteindre son objectif de décarbonation. Nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive et crée de nouvelles occasions pour nos activités en d'Australie-Occidentale.

Caractère saisonnier et cyclique

Notre activité est cyclique, particulièrement en ce qui a trait à la production d'énergie renouvelable détenue par TransAlta Renewables en raison a) de la nature même de l'électricité commerciale et de la capacité de stockage limitée et b) 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 TransAlta Renewables réduit l'exposition de la Société aux fluctuations des ressources naturelles dans toutes les régions. Les activités de TransAlta Renewables s'appuient en ce moment principalement sur la production d'énergie éolienne et ses résultats financiers d'un trimestre donné pourraient ne pas être représentatifs des résultats des autres trimestres. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle.

Cadre réglementaire

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

Gouvernement fédéral du Canada

En novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé que la production d'électricité à partir du charbon serait éliminée progressivement d'ici 2030, après un engagement semblable du gouvernement provincial de l'Alberta en novembre 2015. Le 12 décembre 2018, Environnement et Changement climatique Canada a publié deux règlements finaux dans la Partie II de la Gazette du Canada visant à éliminer progressivement d'ici 2030 la production d'électricité à partir du charbon, ainsi qu'un règlement visant la production d'électricité à partir du gaz, y compris des dispositions relatives à la conversion des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz naturel. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique « *Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* ».

Alberta

L'Alberta demeure un marché axé uniquement sur l'énergie, où les producteurs font des offres de production d'électricité qui sont réglées en fonction de la demande d'électricité. La dynamique de la demande et de l'offre détermine les prix d'équilibre du marché.

Ontario

Le marché ontarien de l'électricité est un marché hybride qui comprend un marché de gros au comptant de l'électricité, ainsi que des tarifs réglementés pour certains consommateurs d'électricité et des contrats à long terme d'achat d'électricité par la SIERE auprès de producteurs d'électricité. La SIERE est issue de la fusion, en 2015, de l'ancienne SIERE et de l'Office de l'électricité de l'Ontario. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario soutient la SIERE en déterminant la combinaison des sources d'électricité que celle-ci doit obtenir. La SIERE a la charge d'élaborer le plan à long terme du réseau électrique, de se procurer la production électrique prévue dans ce plan et de gérer les contrats de production privée. La SIERE a la responsabilité de gérer le marché de gros ontarien et d'assurer la fiabilité du réseau électrique de la province. Le secteur de l'électricité est régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

La SIERE effectue actuellement une consultation sur le renouvellement du marché qui comprend des propositions de modifications fondamentales du marché de l'électricité. Celles-ci comprennent la modification du marché de l'énergie, l'ajout des achats d'adéquation des ressources, y compris les appels d'offres à moyen et long terme et l'amélioration des activités d'exploitation et de la fiabilité du marché. La mise en œuvre des changements du marché de l'énergie est prévue pour fin 2023. La SIERE a également engagé activement les participants du marché dans la conception de sa DP à moyen terme ainsi que de son contrat de capacité à moyen terme. La première demande de propositions à moyen terme est limitée aux ressources existantes qui ne feront pas l'objet de contrats au milieu de l'année 2027. La demande de propositions à moyen terme devrait avoir lieu en 2022 et sera assortie de contrats d'une durée de trois à cinq ans et une date de début au 1er mai 2026. De plus, la SIERE a l'intention de fournir des mécanismes pour combler les ressources nécessaires entre les contrats (c.-à-d. prolonger un contrat existant jusqu'à la date de début d'un contrat à moyen terme ou commencer un contrat à moyen terme plus tôt). Les installations de Sarnia et de Melancthon 1 participeront à la DP à moyen terme.

Étant donné que nos unités sont presque entièrement visées par des contrats, nous nous attendons à ce que les modifications des règles du marché aient une incidence minime à court terme sur la Société.

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 (« BCUC »).

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, BC Hydro a cessé de faire des appels d'offres concurrentiels et de conclure des contrats avec des PEI et a suspendu son programme d'offres à commande (Standing Offer Program) pour les petits projets de moins de 15 MW.

BC Hydro a reporté les discussions relatives à la conclusion de nouveaux contrats visant certains actifs jusqu'à l'achèvement de son nouveau plan intégré des ressources (le « PIR »). En 2020, BC Hydro a lancé son processus de consultation sur l'énergie propre, Clean Power 2040, aux fins de l'élaboration du PIR. Le processus Clean Power 2040 a pour objectif de mettre au point un plan à long terme pour le réseau électrique tenant compte des objectifs en matière de changements climatiques et d'approvisionnement en électricité visés par les politiques et la législation provinciales. BC Hydro a déposé son PIR pour 2021 auprès de la BCUC le 21 décembre 2021. La BCUC tiendra un processus d'examen public sur l'IRP avant de prendre une décision sur l'IRP.

D'après les résultats initiaux du processus Clean Power 2040, BC Hydro constate qu'il est toujours nécessaire de renouveler les CAE existants avec des PEI comme la centrale hydroélectrique Pingston de TransAlta.

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 des ressources hydroélectriques hautement concurrentielles, 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. 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.

Nouveau-Brunswick

La *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) est la loi qui établit le cadre juridique et réglementaire régissant la gestion du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick. La *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) actuelle a été promulguée en 2013. La *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) comprend également des directives gouvernementales qui orientent la planification des services publics, notamment en garantissant un accès sûr, sécurisé et équitable à l'électricité, au moindre coût pour le service. La *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) donne à la Société Énergie Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») le pouvoir de vendre de l'électricité dans la province et de gérer et d'exploiter les ressources et les installations d'Énergie NB pour l'approvisionnement, la transmission et la distribution d'électricité au Nouveau-Brunswick. La *Loi sur l'électricité* (Nouveau-Brunswick) rend également Énergie NB responsable de la promotion, du développement et de la prestation de programmes d'efficacité énergétique, de conservation de l'énergie et de gestion de la demande à l'échelle du Nouveau-Brunswick.

En 2014, le gouvernement du Nouveau-Brunswick s'est engagé à développer davantage d'énergie renouvelable au Nouveau-Brunswick. Le *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables - Loi sur l'électricité* guide le développement des ressources électriques renouvelables au Nouveau-Brunswick. Le règlement exige que 40 % des ventes d'électricité d'Énergie NB dans la province provienne de sources renouvelables d'ici 2020. Cet objectif a été atteint en 2019 et 2020.

Marché de gros de l'électricité aux États-Unis

La loi des États-Unis intitulée *Federal Power Act* confère à la Federal Energy Regulatory Commission (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 FERC supervise la structure du marché pour toutes les règles du marché intégré et les ventes d'électricité en gros des producteurs. En outre, cette même loi accorde 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.

Minnesota (MISO)
Le parc éolien de Lakeswind, situé au Minnesota, est connecté au *Midwest 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 des installations. 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 à la sortie de la centrale. Les changements du marché ne devraient avoir qu'un effet minime sur les produits des activités ordinaires.

Massachusetts (NE-ISO)
La centrale 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 étatiques de facturation nette et de norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable. Résultat, les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires tirés des programmes de facturation nette.

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 obligatoire. L'électricité produite par le parc éolien d'Antrim est offerte sur le marché et transférée aux acheteurs. 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.

Caroline du Nord
L'installation North Carolina Solar est un portefeuille comprenant 20 sites de production d'énergie solaire qui sont reliés au système de distribution de Duke Energy et ne sont pas directement reliés au système de distribution de PJM. Les actifs sont des installations admissibles en vertu de la *Public Utilities Regulatory Policy Act* qui sont entièrement visées par un contrat avec Duke Energy à titre d'acheteur. Duke Energy est réglementée par la North Carolina Utilities Commission, qui fixe les tarifs réglementés pour les services publics, supervise la planification des ressources et surveille les contrats en matière de ressources. Étant donné que la centrale North Carolina Solar est entièrement visée par un contrat conclu avec Duke Energy aux termes d'un CAE à long terme, les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires pendant la durée du contrat.

Oklahoma (SPP)
Les projets éoliens de White Rock sont en cours de développement et devraient être mis sous tension au cours du deuxième semestre de 2023. Ils seront connectés au Southwest Power Pool (« SPP ») qui relève de la compétence de la FERC. Les tarifs imposés par SPP et approuvés par la FERC conditionnent les besoins du marché et les exigences liées à l'exploitation de centrales. SPP exploite un marché de gros de l'énergie et un marché de déséquilibre énergétique. La totalité des caractéristiques des projets éoliens de White Rock, dont l'énergie, la capacité et les crédits environnementaux, sera transférée à l'acheteur dans le cadre d'un contrat à long terme. Par conséquent, les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires pendant la durée du contrat.

Pennsylvanie (PJM)
Le parc éolien de Big Level, situé en Pennsylvanie, est connecté à l'opérateur de réseau indépendant 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 des caractéristiques de l'installation Big Level, dont l'énergie, la capacité et les crédits environnementaux, a été transférée à l'acheteur. Par conséquent, les fluctuations du marché ne devraient pas avoir d'effet important sur les produits des activités ordinaires pendant la durée du contrat.

Washington

La *Washington Transportation and Utilities Commission* a le pouvoir de réglementer et de superviser tous les services publics, ce qui comprend les services publics d'électricité appartenant à des investisseurs. Dans le cas des services publics d'électricité réglementés, la commission approuve les tarifs réglementés, étudie les plans de ressources intégrés, approuve les fusions et les 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). L'installation de Centralia et le parc éolien de Skookumchuck ne sont pas réglementés par la Commission, car ils vendent de l'électricité sur le marché de gros et non sur le marché de détail dans l'État de Washington. Seules les exigences de la FERC et de la NERC s'appliquent au parc éolien. Par conséquent, la Société ne s'attend pas à ce que les décisions de la commission aient une incidence importante sur les sources de produits des activités ordinaires.

Wyoming

La *Wyoming Public Service Commission* a le pouvoir de réglementer et de superviser tous les services publics, ce qui comprend les quatre services publics d'électricité du Wyoming appartenant à des investisseurs, de même que certains services d'approvisionnement en gaz naturel, d'électricité, de télécommunications, d'eau et de pipeline. Dans le cas des services publics d'électricité réglementés, la Wyoming Public Service Commission approuve les tarifs réglementés, étudie les plans intégrés des ressources, approuve les fusions et les acquisitions et délivre des certificats de commodité et de nécessité publiques à l'égard des grandes installations (c'est-à-dire, les centrales et les lignes de transport). Le parc éolien du Wyoming n'est pas réglementé par la Wyoming Public Service Commission, car il vend de l'électricité sur le marché de gros et non sur le marché de détail dans l'État du Wyoming. Seules les exigences de la FERC et de la NERC s'appliquent au parc éolien. Par conséquent, la Société ne s'attend pas à ce que les décisions de la Wyoming Public Service Commission aient une incidence importante sur les sources de produits des activités ordinaires.

Australie

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

L'Australian Energy Market Operator 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 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'*Australian Energy Market Operator* 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. Il est prévu que les réformes seront mises en œuvre le 1er octobre 2022 ou vers cette date.

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.

Avantages concurrentiels

Nous estimons être bien placés pour réaliser notre stratégie commerciale grâce à nos avantages concurrentiels, notamment ceux cités ci-après.

Excellence opérationnelle

Notre solide excellence opérationnelle s'est bâtie au cours de nos 110 années d'histoire grâce à notre vaste expérience dans les secteurs de l'énergie éolienne, de l'hydroélectrique, de l'énergie solaire, du stockage et du gaz, qui est fondée sur l'un des plus importants parcs éoliens au Canada et le plus important parc hydroélectrique en Alberta.

Chaque année, nous comparons notre performance à celle de l'année précédente afin d'améliorer notre efficacité d'exploitation d'année en année, tout en maintenant de hauts niveaux de performance sur le plan de la production. Nous avons mis en œuvre un programme visant à tirer une plus-value de notre parc au moyen d'initiatives visant à améliorer les efficiences de notre matériel de production, à perfectionner nos procédés et nos méthodes et à optimiser nos structures de coûts. Nous sommes d'avis que l'évolution continue de ce programme continuera d'ajouter de la valeur à l'exploitation de nos centrales.

Situation financière solide

Nos solides flux de trésorerie nous procurent des fonds disponibles à répartir entre nos priorités de financement. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société, combinée à la réduction structurelle des dépenses d'investissement de maintien, libère des fonds supplémentaires à affecter à la croissance, aux dividendes et aux rachats d'actions.

Environ 50 % de notre capacité sera vendue aux termes de contrats à long terme en 2022 et 2023. Le produit net découlant de ces ententes contractuelles aide à atténuer les fluctuations des produits des activités ordinaires à court terme attribuables au prix variable de l'électricité. De plus, la Société couvre régulièrement une partie de ses positions sur la production marchande non visée par des contrats, en vue de protéger ses flux de trésorerie contre la volatilité du marché.

Développeur à forte crédibilité

Nous possédons une expertise interne en développement avec des équipes qui sont en mesure de gérer tous les aspects et toutes les étapes du développement de nouveaux projets, de l'évaluation des ressources au contrôle des sites, à l'obtention de permis, à la sous-traitance, à l'ingénierie, à la construction et à la gestion de projets.

Les clients s'intéressent de plus en plus non seulement aux prix pour l'approvisionnement en électricité propre, mais aussi à la crédibilité d'un promoteur.

Diversité du portefeuille

Notre portefeuille se compose d'installations éoliennes, hydroélectriques, solaires et au gaz naturel et d'une installation de stockage d'énergie. En 2020, nous avons mis en service avec succès la première installation de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta, alimentée par l'unité n^{o} 2 du parc éolien de Summerview.

Nous continuons d'utiliser le charbon comme source de combustible dans une seule unité de la centrale de Centralia jusqu'à son retrait à la fin de 2025. Nous continuerons d'employer cette installation jusqu'à ce que nous ayons complètement terminé l'abandon du charbon d'ici la fin de 2025.

Nous sommes convaincus de pouvoir réduire les effets potentiels sur nos résultats d'événements externes influant sur une source d'énergie donnée ou une région géographique donnée, en assurant la diversité géographique de nos activités, au Canada, aux États-Unis et en Australie, et la diversité de nos sources d'énergie.

Équipe de direction et expérience des employés

Notre équipe de direction possède une expérience considérable acquise au sein de l'industrie, des sociétés internationales, du monde des placements et des marchés. L'expérience et la compétence de nos employés rehaussent encore notre création de valeur au titre du capital intellectuel. Notre entreprise compte plus de 110 ans d'existence et un grand nombre d'employés sont avec nous depuis plus de 20 ans.

Expertise en optimisation et expertise commerciale

Nous estimons que notre secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté les rendements que nous tirons de notre actif de production existant et qu'il nous a permis d'obtenir de meilleurs prix pour l'électricité non visée par des engagements, de garantir notre approvisionnement économique en combustibles et de respecter nos obligations de livraison d'électricité en cas d'interruption des activités.

Stratégie en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance

Nous avons adopté il y a longtemps des pratiques exemplaires en matière de développement durable; en effet, depuis plus de 25 ans, nous communiquons de l'information sur le développement durable et intégrons volontairement nos résultats sur le développement durable dans notre rendement financier annuel. Nous publions un rapport annuel intégré depuis 2015. Nous mesurons nos pratiques et nos rapports à l'une des normes établies par CDP (anciennement le « *Carbon Disclosure Project* ») et par le GIFCC.. TransAlta exploite des centrales hydroélectriques depuis plus de 110 ans et a été l'une des premières à adopter l'énergie éolienne pour la production d'électricité, en acquérant ses premiers actifs éoliens en 2002. Aujourd'hui, nous sommes l'un des premiers producteurs d'énergie éolienne au Canada. Grâce aux nos efforts de transition énergétique continus, nous sommes en voie de réduire nos émissions totales de GES d'environ 75 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026.

Gestion des risques environnementaux

Nous sommes assujettis aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique. Nous sommes déterminés à respecter les exigences des lois et des règlements ainsi qu'à réduire le plus possible les effets de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public en vue de mettre au point des cadres appropriés de protection de l'environnement et des collectivités au sein desquelles nous exploitons, et de promotion du développement durable.

Législation environnementale en cours et adoptée récemment

Les changements apportés à la législation environnementale en vigueur ont une incidence sur nos exploitations et nos activités. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle.

Information financière relative aux changements climatiques

TransAlta a effectué un examen de ses risques et possibilités en matière de changements climatiques, en conformité avec les recommandations du GIFCC, passant en revue sa stratégie, sa gouvernance et son approche de gestion des risques à l'égard des changements climatiques et ses mesures et objectifs quant aux GES. En 2021, nous avons effectué notre première analyse de scénarios liés aux changements climatiques afin de renforcer la prise de décisions et l'information relative aux changements climatiques. Les conclusions qualitatives sont incluses dans notre rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Gouvernement fédéral du Canada

Tarification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 21 juin 2018, la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (la « LTPGES ») adoptée à l'échelon fédéral canadien est entrée en vigueur. Aux termes de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a mis en œuvre une tarification nationale des émissions de GES. En 2019, le prix a été fixé à 20 $ par tonne d'éq. CO_2 pour ensuite être augmenté de 10 $ par année jusqu'à atteindre 50 $ la tonne en 2022. Le gouvernement fédéral a annoncé que le prix augmentera de 15 $ la tonne d'éq. CO_2 par année à partir de 2023 jusqu'à ce qu'il atteigne le prix de 170 $ en 2030.

Le 1er janvier 2019, les mécanismes prévus par la LTPGES qui constituent un filet de sécurité sont entrés en vigueur dans les provinces et territoires qui n'avaient pas adopté de programme de tarification du carbone indépendant ou dont le programme existant n'était pas jugé comme étant équivalent au système fédéral. Le filet de sécurité a deux composantes : la redevance fédérale sur les combustibles au titre de la tarification de la pollution (la « taxe sur le carbone ») et le règlement touchant les grands émetteurs, soit 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 à d'autres sources d'émission plus minimes. Auparavant, l'Ontario était le seul territoire où TransAlta exploitait des actifs couverts par le STFR. Cependant, depuis le 1er janvier 2022, l'Ontario est passé du STFR fédéral au programme des normes de rendement des émissions de l'Ontario. L'Alberta et l'Ontario sont assujettis à la taxe fédérale sur le carbone à la consommation.

Les filets de sécurité n'ont pas été imposés en 2020 aux autres provinces et territoires qui respectaient la LTPGES. Jusqu'à présent, ces provinces et ces territoires ont déposé auprès des autorités fédérales et fait approuver par celles-ci leur programme de tarification du carbone annuellement. Le gouvernement fédéral a annoncé son intention d'approuver les programmes provinciaux en 2023 pour la période allant de 2023 à 2030. 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.

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a lancé son plan climatique intitulé « *Un environnement sain et une économie saine* », qui décrit les politiques, les règlements et le financement qu'il compte mettre en place pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES du Canada selon l'Accord de Paris. Les trois principaux volets de ce plan sont l'augmentation du prix du carbone et des obligations liées au carbone, la hausse du financement des technologies propres, et la mise en œuvre du Règlement sur les combustibles propres (le « RCP »). Le gouvernement ayant déclaré qu'il consulterait les provinces et le secteur énergétique concernant de nombreux éléments du plan, une grande incertitude demeure quant à la forme définitive des règlements connexes d'autres initiatives.
Voici les principales mesures prévues par le plan fédéral :

- l'augmentation du prix du carbone relativement à la taxe sur le carbone et au programme pour les grands émetteurs de 15 $ par tonne d'éq. CO_2 par année à partir de 2023, jusqu'à atteindre 170 $ par tonne d'éq. CO_2 en 2030;
- le renforcement des obligations liées au carbone par suite du resserrement des références imposées par la réglementation s'appliquant aux grands émetteurs;
- la mise en place d'une norme sur l'électricité propre pour atteindre un réseau carboneutre au Canada;
- la mise en place d'un financement d'un montant de plus de 10 G$ en soutien à une gamme de mesures énergétiques, dont les véhicules électriques, le développement de l'énergie propre, le stockage d'énergie à batteries et l'amélioration de la technologie des réseaux;
- l'application du RCP aux combustibles liquides, mais non aux combustibles gazeux et solides;
- l'élaboration d'un système de crédits compensatoires pour les GES pour le CFR et le STFR.
-

En avril 2021, le gouvernement du Canada a annoncé une cible révisée d'émissions de GES de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030. Au cours de la campagne électorale de 2021, le gouvernement s'est engagé à atteindre un réseau carboneutre d'ici 2035 et a par la suite indiqué que sa norme proposée sur l'électricité propre serait conçue pour atteindre cet objectif.

En décembre 2021, le gouvernement a prolongé le délai de publication d'un plan de réduction des émissions, comme l'exige la nouvelle *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, jusqu'en mars 2022. Ce plan devrait fournir de plus amples renseignements sur la façon dont le gouvernement entend atteindre les cibles d'émissions de 2030 au Canada.

TransAlta a soumis ses observations liées au plan de réduction des émissions fédéral et poursuivra son dialogue avec les autorités gouvernementales en vue de cerner les possibilités et d'atténuer les risques associés au nouveau plan fédéral.

Règlement sur les normes de rendement relatives au gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Aux termes 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 tonne d'éq. CO_2/MWh pour exercer leurs activités. Les unités d'une capacité se situant entre 25 MW et 150 MW doivent respecter une norme de 0,550 tonne d'éq. CO_2/MWh. Aucune norme n'est applicable aux installations dont la capacité est égale ou inférieure à 25 MW.

En vertu des règlements, les centrales qui se convertiront au gaz devront également respecter la norme de 0,420 tonne d'éq. CO_2/MWh. Si les résultats de l'essai de rendement mené au cours de la première année suivant la conversion

respectent une certaine norme de rendement, la centrale n'aura pas à satisfaire à la norme de 0,420 t éq. CO_2 par MWh pendant un nombre d'années supplémentaires prescrit après sa durée de vie utile. Ces normes s'appliquent aux centrales alimentées au charbon et au gaz de TransAlta.

Alberta

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1er janvier 2020, le gouvernement de l'Alberta a remplacé l'ancien Carbon Competitiveness Incentive Regulation (« CCIR ») par le TIER. Pour le secteur de l'électricité, les changements entre le CCIR et le TIER sont négligeables, les projets d'énergie renouvelables continuant d'obtenir des crédits de carbone. Le prix du carbone dans le cadre du TIER a été fixé à 50 $ par tonne d'éq. CO_2 pour 2022, conformément aux exigences de la LTPGES. La norme de rendement du secteur de l'électricité est restée fixée à 0,370 tonne d'éq.CO_2/MWh. Une révision du TIER est prévue en 2022.

Les installations dont les émissions ne respectent pas la norme de rendement se conforment au TIER comme suit : a) en effectuant des paiements au fonds TIER (fonds contrôlé par le gouvernement qui investit dans la réduction des émissions dans la province); b) en procédant à des réductions dans leurs installations; c) en remettant des crédits liés à la norme de rendement de leurs autres installations; ou d) en remettant des crédits compensatoires.

Conformément à la LTPGES, le gouvernement de l'Alberta soumet ses rapports annuels faisant état des détails dans le cadre du programme TIER auprès du gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral a examiné le TIER et l'a jugé conforme à la LTPGES pour 2022.

La Société continuera de recevoir des crédits compensatoires et des CPE pour ses centrales à énergie renouvelable conformément au TIER et pourra ainsi réaliser les produits prévus.

Projet de loi 86, la Electricity Statutes Amendment Act (l'« ESAA »)

L'ESAA a été présentée le 17 novembre 2021 et a franchi l'étape de la deuxième lecture le 24 novembre 2021. Le projet de loi 86 prévoit répondre à l'évolution des modes d'interaction et d'utilisation des producteurs et des consommateurs avec le réseau électrique de l'Alberta afin d'encourager l'adoption et l'investissement dans les technologies et les systèmes énergétiques émergents. Le projet de loi 86 a été adopté en première lecture et en deuxième lecture les 17 et 24 novembre 2021, respectivement, mais une dernière lecture ou une proclamation n'a pas été demandée. Le gouvernement devrait présenter de nouveau le projet de loi 86 sous un nom différent à la session du printemps pour une lecture finale lorsque la réglementation connexe sera rédigée. On s'attend à ce qu'il soit conforme à la l'ESAA proposée initialement, mais il pourrait inclure des changements fondés sur les rétroactions du secteur.

Si elle est adoptée, l'ESAA permettra : a) l'intégration du stockage de l'énergie dans le réseau électrique interconnecté de l'Alberta à la fois dans le marché concurrentiel de l'électricité et dans le réseau de transport et de distribution; b) l'autoapprovisionnement illimité avec exportation tout en veillant à ce que les coûts du réseau de transport soient équilibrés entre tous les participants au réseau; la modernisation du système de distribution d'électricité de l'Alberta pour assurer la rentabilité; c) la mise en place d'une exigence pour les propriétaires de réseaux de distribution de fournir un processus de planification à long terme.

TransAlta continuera de participer aux consultations dans le cadre de l'élaboration de la réglementation afin d'assurer que nos intérêts et nos positions stratégiques sont bien représentés, particulièrement en ce qui a trait au stockage d'énergie.

Colombie-Britannique

En date du 1er avril 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a porté le prix de sa taxe sur le carbone à 35 $ par tonne d'éq. CO_2 et s'est engagée à augmenter annuellement le prix de 5 $ jusqu'à atteindre 50 $ par tonne. La taxe sur le carbone passera à 50 $ par tonne d'éq. CO_2 en avril 2022. Cette taxe a une incidence minime sur les coûts de la Société, s'appliquant principalement à notre consommation de carburant pour le transport, qui est négligeable en Colombie-Britannique.

Ontario

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié son règlement provincial sur les NRE dans le cadre du système de tarification du carbone. Le 21 septembre 2020, le gouvernement fédéral a estimé que les NRE de l'Ontario respectent

les exigences de la LTPGES. En décembre 2020, le gouvernement de l'Ontario a publié des modifications apportées aux NRE dans le but de les aligner sur les exigences de la LTPGES. Au 1er janvier 2022, le système des NRE s'applique en Ontario et le STFR fédéral ne s'applique plus aux émetteurs assujettis.

La norme de rendement pour l'électricité proposée dans le cadre des NRE pour les installations autonomes diffère de la norme de rendement dans le cadre du STFR pour les installations de cogénération. Cela pourrait placer l'électricité produite par la cogénération dans une position désavantageuse par rapport aux centrales électriques autonomes, car les avantages de la cogénération sur le plan de l'efficience ne sont pas pleinement réalisés. Toutefois, à mesure que le coût sur le carbone est transféré aux termes des contrats en vigueur, les risques liés aux modifications apportées aux NRE de l'Ontario sont atténués. Néanmoins, TransAlta s'efforce de comprendre l'interprétation de la politique en termes de méthodologies de quantification applicables et de toute incidence éventuelle sur nos contrats d'actifs d'énergie thermique en Ontario.

Massachusetts

Le programme Solar Renewable Energy Credit I (le « SREC I ») a soustrait à la norme relative au portefeuille d'énergie renouvelable (la « NPER ») du Massachusetts une quantité initiale de 400 MW provenant de petites centrales d'énergie solaire dont la production est 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 d'incitatifs au titre de l'énergie solaire a été remplacé par l'actuel *Solar Massachusetts Renewable Target Program* qui a de nouveau réduit les niveaux des incitatifs.

Le volume cible initial du programme SREC I a été atteint, et les projets qui y ont été admis continuent de générer des crédits SREC I pendant les 10 premières années après la date du début de l'exploitation commerciale. Les installations visées par le SREC I génèrent alors des crédits REC de classe 1 dans le cadre de la NPER du Massachusetts pendant le reste de leur vie utile.

Dans le cadre du programme de facturation nette du Massachusetts, les installations admises sont reliées à l'entreprise de services publics locale et génèrent des crédits nets applicables à leurs factures. Ces crédits compensent les coûts associés à la livraison, à la fourniture et à la clientèle et peuvent être vendus à des clients d'installations admises externes ou sur place. En 2016, la mise à jour du programme de facturation nette a eu pour effet de réduire la valeur des crédits nets applicables aux factures en les appliquant uniquement aux coûts de l'énergie. Les nouveaux projets sont touchés par cette réduction lorsque le volume visé par le programme de facturation nette atteint 1 600 MW. Les installations existantes ont un droit acquis et continuent de bénéficier du traitement de compensation complet original pendant la période de 25 ans après la date du début de l'exploitation commerciale initiale.

La centrale éolienne du Nordais bénéficie de la vente de CER sur les marchés établis aux termes de la NPER de la Nouvelle-Angleterre. Le Massachusetts a proposé un seuil des coûts de conformité plus bas pour sa norme NPER, qui aurait pour effet de limiter la valeur des CER. Cela pourrait avoir une incidence négative sur le prix de vente des CER par Le Nordais. Les modifications apportées à la réglementation publiée le 9 juillet 2021 fixent la tarification relative à la conformité aux termes de la norme minimale de la catégorie I de la NPER du Massachusetts à 60 $ par MWh pour l'année de conformité 2021, à 50 $ par MWh pour l'année de conformité 2022 et à 40 $ par MWh pour l'année de conformité 2023. Les CER se négocient actuellement à un prix de 38 $/MWh sous le prix plafond de 2022. Malgré ces modifications du prix plafond au Massachusetts, le contrat Le Nordais est couvert jusqu'en 2023, de sorte que nous sommes à l'abri de toute baisse du prix plafond. La Société continuera de commercialiser ces CER au meilleur prix du marché disponible dans la région de la Nouvelle-Angleterre.

Minnesota

Le Minnesota a adopté une NPER et permet aux entreprises de services publics et à d'autres entités d'utiliser les crédits REC du Michigan pour satisfaire aux exigences. Les crédits générés par la centrale éolienne de Lakeswind ont été vendus à un client dans le cadre d'un contrat à long terme.

Caroline du Nord

Le marché de la Caroline du Nord est régi par une norme étatique intitulée *Renewable Energy and Energy Efficiency Portfolio Standard* (« REPS ») qui exige que les services publics de la Caroline du Nord comblent jusqu'à 12,5 % de leurs besoins en énergie au moyen de ressources d'énergie renouvelable ou de leur efficacité énergétique. Dans le cadre de nos CAE

avec Duke Energy, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque installation. À ce jour, la norme REPS de la Caroline du Nord n'a eu aucun impact significatif sur les revenus de nos installations.

New Hampshire

Le marché du New Hampshire a une NPER, fait partie du marché des crédits de la Nouvelle-Angleterre et participe au Regional Greenhouse Gas Initiative – un programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de carbone. La centrale éolienne d'Antrim dispose de contrats à long terme pour la vente de son énergie et de ses caractéristiques environnementales ainsi que d'engagements à long terme en matière de capacité. Par conséquent, la réglementation et les politiques étatiques et régionales sur l'environnement et les marchés auront une incidence négligeable sur les produits des activités ordinaires.

Pennsylvanie

La Pennsylvanie a une NPER et fait partie du marché des crédits de la Nouvelle-Angleterre. En décembre 2019, la FERC a rendu une ordonnance imposant à PJM, l'exploitant du réseau électrique desservant 13 États et le District de Columbia, l'obligation d'étendre considérablement sa règle du prix minimal de l'offre (*Minimum Offer Price Rule*) (la « règle MOPR ») afin de réduire l'incidence des ressources bénéficiant de subventions de l'État sur le marché de capacité. Ainsi, PJM doit établir une règle MOPR individuelle pour chacune des ressources existantes et des nouvelles ressources bénéficiant de subventions de l'État ou y ayant droit, y compris des crédits de soutien à l'énergie renouvelable et des crédits pour carboneutralité. Le parc éolien de Big Level n'est pas assujetti à la règle MOPR, car son accord d'interconnexion a été déposé avant le 19 décembre 2019.

Washington

En 2010, le bureau du Gouverneur et le département de l'Écologie de l'État de Washington ont négocié avec TransAlta des ententes relatives à l'exploitation des deux unités de production d'électricité alimentées au charbon de Centralia. TransAlta a convenu de fermer ses deux unités de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur le changement climatique de l'État. Nous croyons actuellement que, compte tenu de ces engagements, il n'y aura pas d'exigences réglementaires additionnelles en matière de GES visant Centralia. La loi intitulée TransAlta Energy Transition Bill a été adoptée en 2011 et prévoit un cadre pour la transition à des sources d'énergie autres que le charbon dans l'État de Washington. Si l'État met en œuvre une réglementation sur la tarification du carbone, la Loi intitulée TransAlta Energy Transition Bill exige que Centralia soit exonérée des coûts connexes.

Le 17 mai 2021, le gouverneur Inslee a signé la loi sur le plafonnement et l'échange des droits d'émissions de l'État de Washington. Cette loi concernera les entités émettant plus de 25 000 tonnes d'éq. CO_2 par an. Elle crée un programme de « plafonnement et d'investissement », qui fixe un plafond à l'échelle de l'État pour les émissions de gaz à effet de serre, puis procède à des enchères ou attribue des droits d'émission. Le programme de plafonnement et d'investissement des droits d'émission prévoit trois mécanismes de participation : a) les entités visées – les émetteurs de GES qui atteignent les seuils d'émission visés; b) les entités participantes – les émetteurs de GES qui n'atteignent pas les seuils d'émission visés, mais qui choisissent d'y participer; c) les participants généraux au marché – quiconque souhaite détenir des droits d'émission. La centrale de Centralia de TransAlta sera exemptée du programme de plafonnement et d'investissement jusqu'à sa fermeture en 2025, conformément à l'entente conclue avec l'État de Washington. TransAlta cherche à comprendre l'incidence qu'aura la nouvelle loi sur les opérations sur les produits énergétiques sur le marché.

Wyoming

Le Wyoming n'a pas de NPER ou de marché du carbone. Aucune mesure n'a été prise récemment en vue de réexaminer l'imposition d'une taxe sur l'énergie éolienne dans l'État. La centrale éolienne du Wyoming dispose de contrats à long terme pour la vente de son énergie et de ses caractéristiques environnementales, et la Société s'attend à ce que la réglementation et les politiques de l'État sur l'environnement et les marchés n'aient pas d'incidence importante sur les produits des activités ordinaires.

Australie

En octobre 2021, le gouvernement australien a annoncé une cible visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. L'annonce a été faite lors de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques (« COP26 ») à Glasgow et s'ajoute à l'objectif de longue date de réduire les émissions de 26 % à 28 % en dessous des niveaux de 2005 d'ici 2030.

Avec cette annonce, le gouvernement du Commonwealth est désormais pleinement en phase avec tous les États et territoires australiens, qui ont chacun un objectif d'atteindre la carboneutralité au plus tard d'ici 2050, bien qu'à l'exception du Territoire de la Capitale australienne et de l'État de Victoria, aucun des objectifs ne soit visé par une législation.

Le plan du gouvernement australien pour atteindre les réductions d'émission nécessaires est axé sur le développement technologique et la réduction des coûts, permettant un déploiement à grande échelle grâce à des incitatifs et au développement des infrastructures. Le plan se concentre également sur des occasions sur de nouveaux marchés tels que les exportations d'hydrogène propre ainsi que sur les marchés en expansion pour les minéraux et les métaux nécessaires aux économies à faibles émissions tels que le cuivre, le nickel et le lithium. Le gouvernement australien fournit divers financements ciblés dans ce domaine, notamment via l'*Australian Renewable Energy Agency*, qui administre un processus de demande de financement pour les projets visant à développer ou à commercialiser des technologies liées à la réduction des émissions. Pour les entreprises, les principaux mécanismes de conformité prévus par la loi comprennent la cible en matière d'énergie renouvelable (la « CMER ») et le mécanisme de sauvegarde.

La CMER est en place depuis 2001 pour atteindre les objectifs législatifs relatifs aux énergies renouvelables en Australie. La cible actuelle de production d'énergie renouvelable de 33 000 GWh par année s'applique depuis 2020 et se poursuivra jusqu'en 2030, date à laquelle le régime arrivera à terme. Aux termes de ce programme, les fournisseurs d'énergie renouvelable créent des certificats négociables (un pour chaque MWh) qui obligent les détaillants d'électricité à acheter des certificats en proportion de la charge requise de leur clientèle.

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi en vue de mettre sur pied le fonds de réduction des émissions (*Emissions Reduction Fund*) (le « Fonds ERF »). Le dispositif de protection du Fonds ERF, mis en place le 1er juillet 2016, a été conçu pour que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'entremise du Fonds ERF ne soient pas contrebalancées par d'importantes augmentations des émissions dans d'autres secteurs de l'économie. Le Fonds ERF et son mécanisme de sauvegarde offrent des incitatifs pour réduire les émissions dans l'ensemble de l'économie australienne.

Le Fonds ERF ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs australiens. En Australie, un seul niveau de référence sectoriel s'applique aux émissions des installations de tous les producteurs d'électricité connectées à l'un des cinq principaux réseaux électriques du pays. Le niveau de référence sectoriel d'électricité a été établi à 198 millions de tonnes d'éq. CO_2 par année. Si le niveau de référence sectoriel est dépassé, toutes les installations de production des grands émetteurs devront se conformer aux niveaux de référence individuels. Le secteur de l'électricité ne devrait pas dépasser la cible d'émissions sectorielle puisqu'aucune nouvelle centrale de production d'énergie alimentée au charbon n'est en construction et que les plus anciennes centrales alimentées au charbon sont mises hors service. On s'attend à ce que les centrales alimentées au gaz de la Société ne soient pas soumises aux dispositions sur le coût du carbone de la réglementation actuelle, à moins que des modifications réglementaires n'y soient apportés.

Activités de TransAlta

La réduction de l'incidence environnementale de nos activités comporte des avantages non seulement pour nos résultats d'exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous prévoyons que les émissions dans l'environnement et la conformité en matière d'environnement continueront d'être scrutées d'encore plus près. Nous avons donc adopté une approche proactive en vue de réduire au minimum les risques sur l'environnement, la sécurité et nos résultats. Notre conseil exerce une surveillance sur nos programmes de gestion environnementale et nos initiatives en matière de réduction des émissions afin de s'assurer que nous continuons de nous conformer à la réglementation environnementale.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments sommairement décrits ci-dessous :

Systèmes de gestion environnementale

Chez TransAlta, nous exploitons nos centrales conformément aux pratiques exemplaires en matière de normes de gestion environnementale. Les processus de notre système de gestion environnementale (« SGE ») sont vérifiés chaque année pour garantir que nous améliorons continuellement notre performance environnementale. Notre connaissance des SGE s'est étendue depuis que nous avons aligné nos processus conformément à la norme internationalement reconnue ISO 14001. Actuellement, les incidences les plus importantes sur nos activités au titre du capital naturel ou environnemental sont les émissions de GES, les émissions atmosphériques (p. ex. les polluants, les métaux) et l'utilisation de l'énergie. Parmi les autres incidences importantes que nous gérons et dont nous suivons le rendement au moyen de nos pratiques de SGE, mentionnons l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

Énergie renouvelable

Nous poursuivons nos investissements dans les sources d'énergie renouvelable. La Société a achevé la construction de son projet éolien de Windrise de 206 MW au troisième trimestre de 2021 et son exploitation commerciale a commencé le 10 novembre 2021. La Société a également acquis une centrale North Carolina Solar de 122 MW en novembre 2021. Le 22 décembre 2021, nous avons conclu deux CAE à long terme visant l'enlèvement de 100 % de la production de nos projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW situés dans l'État de l'Oklahoma.

Nous estimons qu'un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce aux caractéristiques environnementales (p. ex. les CER ou les crédits compensatoires pour les émissions). De plus, nous avons élaboré des politiques et des méthodes afin de nous conformer aux directives réglementaires et de réduire toute perturbation du milieu causée par nos ressources en énergie renouvelable, notamment la surveillance du bruit et des impacts sur la faune aviaire dans nos centrales éoliennes.

Contrôles et efficacité en matière d'environnement

Nous continuons d'améliorer notre exploitation et d'investir dans nos centrales existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité.

Les progrès les plus importants dans la réduction de l'empreinte environnementale de la Société sont liés à notre transition vers d'autres énergies que le charbon. Nous avons terminé avec succès la transition au gaz naturel de nos unités alimentées au charbon en Alberta à la fin de 2021. La conversion de l'unité n^{o} 3 de Keephills au gaz naturel a commencé au troisième trimestre 2021 et a été achevée en décembre 2021. Plus tôt en 2021, l'unité n^{o} 2 de Keephills, l'unité n^{o} 6 de Sundance et l'unité n^{o} 1 de Sheerness, qui n'était pas exploitée, ont achevé leur conversion au gaz naturel, de sorte que toutes ces unités fonctionnent maintenant uniquement au gaz naturel. Nous avons également mis hors service Sundance 5 et suspendu son projet de rééquipement. Le 31 décembre 2021, l'unité n^{o} 1 de Keephills a été mise hors service et le 1er avril 2022, l'unité n^{o} 4 de Sundance sera mise hors service. Avec prise d'effet le 1er janvier 2022, nous avons mis fin à l'alimentation au charbon au Canada.

Ensemble, toutes ces mesures permettront de réduire considérablement les répercussions environnementales de nos activités, soit les émissions atmosphériques, les émissions de GES, l'utilisation de l'eau et les perturbations du terrain et de réduire la consommation d'énergie dans les installations respectives.

Portefeuille de crédits compensatoires

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

Réglementation de l'environnement

Les changements qui ont été apportés récemment ou qui seront apportés ultérieurement à la législation ou à la réglementation de l'environnement pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle et la rubrique « *Gouvernance et gestion des risques* » de notre rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des exigences environnementales, de même qu'à des changements touchant nos responsabilités et nos obligations en vertu de celles-ci, ce qui peut avoir un effet défavorable important sur nos résultats financiers consolidés, nos activités ou notre rendement.

Facteurs de risque

Le lecteur devrait analyser attentivement les facteurs de risque décrits ci-après ainsi que les autres renseignements qui sont contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Pour un exposé plus poussé des facteurs de risque touchant TransAlta, voir la rubrique « *Gouvernance et gestion du risque* » de notre rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, qui est intégré dans les présentes par renvoi.

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

L'exploitation et l'entretien de nos installations comportent des risques pouvant avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

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

Nous avons conclu des conventions de maintenance et de service continus avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service de maintenance satisfaisant ou honorer une garantie, nous devrons peut-être conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs s'ils ne peuvent effectuer la maintenance eux-mêmes. Ces ententes pourraient être plus onéreuses pour nous que nos ententes actuelles et ces frais supplémentaires pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Si nous ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à obtenir des pièces ou des connaissances techniques pourra avoir un effet défavorable important sur nous. En raison de la COVID-19, il est possible que les restrictions éventuelles sur les déplacements et les transports transfrontaliers aient une incidence sur la disponibilité des services, des pièces et du matériel en temps opportun.

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 et les interruptions d'exploitation pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposées si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente.

Nous pouvons être exposés au risque qu'il soit nécessaire d'exploiter une centrale à un niveau de capacité supérieur à celui que prévoyait notre contrat d'électricité. En de telles circonstances, les coûts engagés pour produire l'électricité vendue pourraient dépasser les produits qui en sont tirés.

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

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

Les fluctuations des prix de l'électricité pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

Les pannes d'équipement pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Une panne d'équipement importante pour nos activités qui serait attribuable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur est un risque qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Même si nos centrales de production sont généralement exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques d'exploitation, comme des défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, et d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production. Une interruption prolongée pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière ou les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

En particulier, le remplacement des fondations des 50 turbines sur les sites de Kent Hills 1 et de Kent Hills 2 pourrait présenter des risques importants pour la Société si la filiale de la Société, Kent Hills Wind LP, s'avérait être en défaut aux termes des CAE avec la société Énergie NB ou un cas de défaut est réputé être survenu aux termes de l'acte de fiducie régissant les obligations KH, ce qui permettrait aux détenteurs de ces obligations d'ordonner au fiduciaire KH de déclarer que le capital et les intérêts sur les obligations KH, ainsi que tout montant à titre d'indemnisation due en vertu de celles-ci, sont immédiatement dus et exigibles et d'ordonner au fiduciaire KH d'exercer des droits à l'égard de certains biens donnés en garantie.

Rien ne garantit que la protection d'assurance applicable protégerait adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants. En outre, rien ne garantit que nous pourrons remettre en état l'équipement ou les actifs qui sont à la fin de leur vie utile.

Les effets de la pandémie de COVID-19 pourraient nuire aux projets de construction de la Société et à l'exploitation et à l'entretien de nos actifs.

Les effets sur la Société de la COVID-19 et de la détérioration de la conjoncture économique générale en découlant dépendront en grande partie de la gravité et de la durée de la pandémie et de cette détérioration, qui sont impossibles à prévoir et qui présentent des risques, notamment les risques de directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; de disponibilité réduite de la main-d'œuvre, nuisant à notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; de répercussions sur la capacité de la Société

d'atteindre ses objectifs de croissance; de baisse de la demande en électricité à court ou à long terme et de baisse des prix de l'électricité; d'augmentation des coûts attribuable aux efforts déployés par la Société pour atténuer l'incidence de la pandémie de COVID-19; de détérioration du crédit et des marchés des capitaux à l'échelle mondiale qui pourrait restreindre la capacité de la Société d'obtenir du financement de sources externes pour ses dépenses d'exploitation et de croissance; de hausse du taux de perte sur les créances clients en raison de défaillances de crédit; de perturbations de la chaîne d'approvisionnement de la Société; de dépréciation d'actifs; et de répercussions négatives sur les systèmes de technologie de l'information de la Société et ses systèmes de contrôle interne en raison de la nécessité d'accroître le télétravail, dont l'accroissement des menaces à la cybersécurité.

Dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, les mesures prises en réponse à la pandémie de COVID-19 ont parfois entraîné une réduction de la demande d'électricité, les autorités municipales, provinciales et des États ayant mis en place des directives de distanciation sociale, de télétravail et de confinement. Ces mesures ont à leur tour exercé une pression à la baisse sur les prix à terme de l'électricité. À l'heure actuelle, il est impossible de savoir avec certitude à quel moment la pandémie sera totalement maîtrisée. Il est généralement prévu ce que les effets de la pandémie se poursuivront jusqu'en 2022.

Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés aux 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 exposés à des interruptions et à des dommages 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 pourraient accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes 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, anthropique 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 de CAE d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités pourraient être exposés aux effets de conditions climatiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et anthropiques 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 CAE 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 événements catastrophiques, notamment des crises de santé publique, pourraient occasionner une volatilité et une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales, une perturbation des marchés mondiaux des capitaux, des changements dans l'humeur du commerce et des marchés, des risques à la santé et la sécurité des employés, un ralentissement ou une interruption temporaire des activités dans les zones touchées, le report du lancement et/ou de l'achèvement des projets de construction ou d'aménagement de la Société ainsi que des retards dans la prestation des services, l'un ou l'autre des événements susmentionnés étant susceptible d'entraîner l'imposition à la Société de pénalités aux termes de contrats, des coûts supplémentaires ou l'annulation de contrats.

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

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

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

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

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

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

La capacité de nos installations de produire la quantité maximale d'électricité ou de vapeur pouvant être vendue aux termes de CAE constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAE, si, au cours d'une année donnée du contrat, la centrale n'est pas en mesure de produire la quantité d'électricité et de vapeur requise pendant la disponibilité prévue, nous pourrions être tenus de payer des pénalités à l'acheteur et cela pourra donner lieu à des droits de résiliation. Le paiement de ces pénalités ou la résiliation de ces CAE pourrait nuire à nos produits des activités ordinaires et à notre rentabilité.

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

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

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

Nous avons conclu divers types d'ententes avec des collectivités, des coentrepreneurs ou d'autres partenaires, notamment des partenaires stratégiques, dans le cadre de l'exploitation de nos centrales et de nos actifs. Certains de ces partenaires pourraient avoir ou acquérir des intérêts ou des objectifs qui diffèrent des nôtres ou qui entrent en conflit avec ceux-ci. Cette divergence pourrait nuire à la capacité de la Société de concrétiser les avantages qu'elle prévoyait tirer des centrales ou des actifs visés par ces ententes ou d'augmenter la valeur de ces centrales ou de ces actifs. Dans le cadre des 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. Tout retard imprévu touchant ce processus pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'achever la construction d'une centrale ou de l'achever en temps opportun, ce qui pourrait occasionner des radiations ou une atteinte à notre réputation.

Des ruptures de barrage et de digue pourraient entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais de maintenance et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements, y compris une activité sismique naturelle ou induite, entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage ou de digue à l'une ou l'autre de nos centrales hydroélectriques ou alimentées au charbon pourrait entraîner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public, et ces ruptures pourraient nous forcer à y consacrer des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables ou nous exposer à des obligations importantes en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permettra de déceler à l'avance les ruptures de barrage éventuelles ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. Le renforcement de tous les barrages ou digues pour les rendre résistants à des circonstances plus intenses pourrait nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage ou de digue pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

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

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

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

En raison de la nature de nos activités, notre résultat est sensible aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique. Les variations de température en été ont une incidence sur la demande 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 des conditions d'ensoleillement peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de nos centrales d'énergie solaire. Les variations météorologiques pourraient se ressentir des changements climatiques et entraîner une augmentation soutenue des températures et une hausse du niveau de la mer, et ainsi influer sur nos actifs de production. En Australie-Occidentale et dans d'autres territoires où nous exerçons nos activités, les températures pourraient occasionnellement dépasser certains seuils de tolérance pour la poursuite des activités et la sécurité, ce qui pourrait empêcher la Société de continuer de produire de l'électricité pendant ces périodes et pourrait présenter un risque pour la sécurité de son matériel et de son personnel.

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

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

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des exigences environnementales et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités sont soumises aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales qui portent sur la production et le transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi que sur l'exploitation minière à ciel ouvert, relativement à la pollution et à la protection de l'environnement, à la santé et à la sécurité, et qui régissent, entre autres, les émissions atmosphériques, l'usage et l'évacuation des eaux, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières et la restauration des sites ainsi que la responsabilité relative à l'utilisation des terres (collectivement, la « réglementation environnementale »). Ces lois peuvent imposer des responsabilités et des obligations à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les centrales et les autres biens associés à nos activités soient exploités, maintenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. De plus, il y a un niveau croissant de réglementation environnementale relativement à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et nous prévoyons l'adoption de nouveaux règlements ou de règlements supplémentaires sur les émissions à l'échelle nationale au Canada, aux États-Unis et en Australie, qui pourraient imposer des normes ou des obligations de conformité différentes s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient occasionner des coûts additionnels à notre entreprise ou influer sur notre capacité d'exploiter nos centrales.

Des normes plus rigoureuses, une réglementation nouvelle ou plus abondante, l'application plus stricte des règles par les autorités de réglementation, les exigences plus poussées pour l'obtention des permis, une augmentation du nombre et du type d'actifs exploités par la Société qui sont soumis à la réglementation environnementale et la mise en œuvre de

réglementations provinciales, étatiques et nationales peuvent nous imposer des obligations différentes dans les territoires où nous sommes actifs pourraient faire augmenter le montant de nos dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transmises aux clients aux termes de nos CAE, il se peut que nous ayons à engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait nous forcer à restreindre certaines de nos activités. Si nous ne nous conformons pas à la réglementation environnementale, les autorités de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles, à limiter nos activités ou nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement. Un certain nombre de mesures réglementaires fédérales, provinciales, étatiques et locales continuent de mettre l'accent sur d'éventuels changements climatiques qui pourraient survenir ou les émissions de GES, et des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont en vigueur tant au Canada qu'aux États-Unis.

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

Les coûts de restauration estimatifs applicables aux activités de la Société pourraient être inexacts, et des ressources financières plus importantes que prévu pourraient se révéler nécessaires. En qualité de propriétaires de mines, nous détenons des permis de l'autorité de réglementation compétente autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences visent à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère et des exigences plus rigoureuses pourraient être adoptées à l'occasion. En qualité de propriétaires de mines, nous pourrions également être tenus de déposer un cautionnement ou de garantir autrement le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de fermeture de mines et de restauration des emplacements. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, et les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. Nous pourrons être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il devient plus économique de procéder de cette façon.

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

La plupart des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont soumis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. Nous ne pouvons prédire s'il y aura d'autres changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible en matière d'environnement, notamment sur le carbone, des changements touchant la structure ou les mécanismes des marchés ou des changements touchant d'autres législations et réglementations. Les règles, la réglementation et les normes de fiabilité en vigueur actuellement dans les marchés sont souvent dynamiques et peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou s'appliquer à nous ou à nos centrales et avoir ainsi un effet défavorable important sur nous.

Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité visant à réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter nos activités en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, procéder à des vérifications ou à des enquêtes sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous évoluons ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes pourraient se traduire par des sanctions ou des amendes susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

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

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

Une réduction importante de notre approvisionnement en eau pourrait avoir des effets défavorables sur nous.

L'exploitation de centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel ou au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou climatique, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos parcs éoliens.

Le vent étant par nature variable, la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes l'est également. De plus, la force et la constance de la ressource éolienne à nos centrales éoliennes pourraient différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle les données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos emplacements représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, notamment, de la météo, de l'accumulation de glace, de la dégradation, de l'accès aux emplacements, des pertes en ligne par effet de sillage et de cisaillement du vent; et l'incidence possible des variations topographiques.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée pourrait réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent relativement à cette production, et réduire nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

La disponibilité de l'approvisionnement en combustible de nos centrales thermiques ou l'interruption d'un tel approvisionnement pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de nos centrales et sur notre situation financière.

Nos centrales alimentées au gaz dépendent d'un approvisionnement adéquat en gaz naturel et notre centrale de Centralia nécessite un approvisionnement en charbon afin d'assurer leur exploitation de façon fiable et au maximum de leur capacité. Nous sommes donc exposés au risque de ne pas disposer d'un approvisionnement en combustible adéquat en raison d'un service de transport de gaz naturel insuffisant, de perturbations touchant l'approvisionnement en combustible causées par des conditions météorologiques, des grèves, des lockouts ou la détérioration de matériel, ou encore le moment auquel les approbations réglementaires sont reçues. En outre, le charbon qui alimente la centrale de Centralia provient du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming, et nous est fourni aux termes de contrats relatifs à l'achat du charbon et à son transport jusqu'à notre centrale de Centralia. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de recevoir à la centrale de Centralia, aux termes de nos contrats d'achat de charbon existants, du charbon en quantité suffisante, voire du tout, pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et avoir un effet défavorable sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation. Nous pourrions être exposés au risque d'un approvisionnement inadéquat en raison de notre dépendance à l'égard du gazoduc Pioneer, important fournisseur de gaz naturel pour nos centrales de Sundance et de Keephills.

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

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

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

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

Nous prenons constamment des mesures pour protéger notre infrastructure contre d'éventuelles cyberattaques susceptibles d'endommager notre infrastructure, nos systèmes et nos données. Notre programme de cybersécurité est conforme aux pratiques exemplaires du secteur en vue de garantir le maintien d'une démarche globale en matière de sécurité. Nous avons mis en œuvre des contrôles de sécurité qui contribuent à assurer la sécurité de nos données et de nos activités commerciales, notamment : des mesures de contrôle d'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, des systèmes d'enregistrement et de surveillance des activités du réseau ainsi que des politiques et des méthodes assurant l'exploitation de l'entreprise en toute sécurité. Nous avons souscrit une cyberassurance et avons 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 d'une cyberassurance, ainsi que de systèmes, de politiques, de procédures, de pratiques, de matériel informatique, d'applications logicielles et de sauvegardes de données conçus pour empêcher les atteintes à la sécurité de notre réseau et de notre infrastructure ou pour limiter l'effet de telles atteintes, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes et que de telles atteintes à la sécurité ne se produiront pas, ou que, si elles se produisent, le problème sera toujours corrigé adéquatement et en temps opportun.

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 les cyberattaques, les atteintes à la sécurité, 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 utilisions 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.

Tout dommage ou toute défaillance qui interromprait nos activités aurait un effet défavorable sur nos clients. 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, s'ils surviennent, seront corrigés adéquatement et en temps opportun.

Nous exerçons nos activités dans un environnement hautement concurrentiel et ne pourrons peut-être pas livrer concurrence avec succès.

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits PEI, ainsi que de conglomérats de capitaux privés et internationaux, de compagnies d'électricité traditionnelles et d'entreprises technologiques. De plus, des clients potentiels pourraient employer leurs propres capitaux afin de répondre eux-mêmes à leurs besoins en électricité. Certains concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Cette concurrence pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Les technologies émergentes touchant la demande, la production, la distribution ou le stockage d'électricité pourraient également avoir une incidence importante sur nos activités et notre capacité de livrer concurrence. De plus, les installations plus anciennes ne permettront peut-être pas de livrer concurrence à de nouvelles installations plus efficaces qui tirent profit d'améliorations aux technologies énergétiques existantes et de nouvelles technologies rentables. Les changements climatiques stimuleront l'innovation et la transformation du secteur de la production d'énergie, y compris la production et la consommation d'énergie.

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

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

- les cours du marché du combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques qui ont une incidence sur la livraison de combustibles ou sur la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;

- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans nos marchés;
- le coût de l'exploitation ou de l'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

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

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

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation des marchés et, plus particulièrement, au sein des marchés où nous exerçons nos activités, pourrait avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, la valeur de réalisation nette des immobilisations corporelles, les résultats des mesures de financement ou le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. De plus, une période d'inflation prolongée pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits, nos charges d'exploitation, nos frais d'entretien et nos dépenses d'investissement.

La Société ne parviendra peut-être pas à avoir gain de cause en cas d'actions en justice.

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

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

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

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

L'augmentation des taux d'intérêt ou la réduction du financement de projets par emprunt pourraient réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous ne parvenions pas à obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en avons besoin, nous pourrions être tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets de croissance, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales de production, 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 d'exploitation.

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

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

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

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

L'abaissement de nos notes pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Les agences de notation nous évaluent régulièrement et basent leur notation de notre dette à long et à court terme, ainsi que leur notation de la Société en tant qu'émetteur, sur différents facteurs. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs de nos notations et la perspective correspondante ne seront pas modifiées. Nos notations influent directement sur nos coûts d'emprunt et sur notre capacité de mobiliser des fonds. Elles peuvent revêtir de l'importance pour les fournisseurs ou les cocontractants souhaitant conclure certaines opérations avec nous. Un abaissement de nos notations pourrait nuire à notre capacité de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des cocontractants et de conclure certaines opérations et il pourrait limiter notre accès aux marchés du crédit privés et publics et augmenter les coûts d'emprunt rattachés à nos facilités de crédit existantes. Voir la note 16 F) de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Des changements à notre réputation peuvent avoir un effet défavorable important sur la Société.

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

Nous pourrions ne pas réussir à répondre aux attentes financières.

Nos produits des activités ordinaires, nos résultats, nos flux de trésorerie et nos résultats d'exploitation trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats d'exploitation trimestriels dépendent de plusieurs facteurs, y compris les risques décrits dans la présente notice annuelle, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui peuvent faire en sorte que ces résultats soient inférieurs aux attentes du marché. Bien que nous établissions nos prévisions de charges opérationnelles en fonction, en partie, de nos attentes sur le plan des produits des activités ordinaires futurs, une partie importante de nos charges sont relativement fixes à court terme. Si les produits des activités

ordinaires d'un trimestre donné sont inférieurs aux attentes, nous serons vraisemblablement incapables de réduire proportionnellement nos charges opérationnelles du même trimestre, ce qui nuira à nos résultats d'exploitation du trimestre en question.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes n'est pas garanti et pourrait varier. Le conseil a le pouvoir d'établir le montant des dividendes à déclarer et à verser aux actionnaires et le moment de leur versement. De plus, le versement de dividendes sur des actions ordinaires est, dans tous les cas, subordonné au versement préalable des dividendes préférentiels applicables à chaque série de nos actions privilégiées de premier rang. Nous pouvons modifier notre dividende sur les actions ordinaires en tout temps. La décision du conseil de déclarer des dividendes dépendra, notamment, des résultats d'exploitation; de la situation financière; des résultats actuels et attendus; des flux de trésorerie opérationnels; des besoins en liquidités; des occasions offertes sur le marché; de l'impôt sur le bénéfice; des investissements de maintien et de capital de croissance; du remboursement de la dette; des contraintes légales, réglementaires et contractuelles; des besoins en fonds de roulement; de la législation fiscale et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court et à long terme pourraient nous empêcher de verser des dividendes à tout moment où un manquement ou un cas de défaut existerait en vertu de cette dette ou si le versement du dividende devait entraîner un manquement ou un cas de défaut.

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

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

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats d'exploitation; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou la valeur au marché d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables aux nôtres; d) le départ ou la démission de membres de la haute direction et d'autres membres clés du personnel; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les coentreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou nous visant ou visant nos concurrents; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou faits nouveaux concurrentiels, changements réglementaires et autres questions connexes qui se manifestent dans le secteur de la production d'énergie ou dans nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu au cours des dernières années d'importantes variations des prix et des volumes qui ont eu une incidence particulière sur le cours des titres de capitaux propres des sociétés, variations qui, dans bien des cas, n'avaient aucun lien avec la performance opérationnelle, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de ces sociétés. Par conséquent, le cours de nos actions ordinaires pourra baisser même si nos résultats d'exploitation, la valeur de nos actifs sous-jacents ou nos perspectives n'ont pas changé. En outre, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, pourraient entraîner une baisse de la valeur des actifs, qui pourrait se traduire par des pertes de valeur. Certains investisseurs institutionnels pourraient fonder leurs décisions d'investissement sur une analyse de nos pratiques et de

notre rendement dans les domaines de l'environnement, de la gouvernance et de la responsabilité sociale selon leurs propres lignes directrices et critères en matière d'investissement. Si leurs critères ne sont pas respectés, ces institutions pourront limiter leur investissement dans nos actions ordinaires ou s'abstenir de faire un tel investissement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

Nos produits des activités ordinaires pourraient diminuer à la date d'échéance ou lors de la résiliation des CAE.

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

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

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

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

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

Nous utilisons différents contrôles pour la gestion des risques, lesquels sont réalisés par notre groupe de gestion du risque indépendant, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation. Ces contrôles comprennent les limites imposées au capital de risque, la valeur à risque, la marge brute à risque, les scénarios de risque extrême, les limites de position, les limites de concentration, les limites de crédit et les contrôles des produits approuvés. Nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient ne pas s'inscrire dans les paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

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

Nous sommes exposés à des risques aux termes de certains contrats dérivés et contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités et les conditions de ces contrats exigent que nous donnions des garanties financières lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que nous consentent nos cocontractants et lorsque le contrat nous oblige à donner les garanties financières. La juste valeur de ces contrats varie en fonction des fluctuations des prix des produits de base. Ces contrats comprennent : a) des contrats dérivés, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs ou inférieurs aux prix convenus par contrat, selon les opérations; et b) des contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et c) des contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base

sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Un abaissement de notre notation par certaines agences de notation pourrait entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos cocontractants et augmenter ainsi le montant de garantie que nous pourrions être appelés à fournir, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

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

Si les acheteurs de notre électricité et de notre vapeur ou nos autres cocontractants manquent à leurs obligations, nous pourrons en subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des méthodes et des mesures de contrôle afin de gérer notre risque de contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par essence, un risque de défaillance. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que nos cocontractants ne dépassent pas les limites de crédit, nous ne pouvons garantir qu'une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, nous pourrons subir une réduction de nos produits des activités ordinaires, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

Nos investissements et nos activités dans des pays étrangers, les flux de trésorerie que nous tirons de ces activités, l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers et notre dette libellée en dollars américains nous exposent à diverses devises, surtout les dollars américain et australien. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser nos flux de trésorerie d'exploitation ou la valeur de nos investissements étrangers. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits et des dépenses par devise au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

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

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

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

La provision pour impôts sur le revenu pourrait être insuffisante.

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

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

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

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

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

Le départ d'un membre de notre personnel clé ou notre incapacité de recruter, de former, de garder à notre service et de motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents additionnels pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit notre succès à cet égard.

Si nous ne parvenons pas à négocier ponctuellement de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subirons les conséquences.

Bien que nous estimions entretenir des relations satisfaisantes avec nos employés syndiqués, rien ne garantit que nous serons en mesure de négocier ou de renégocier avec succès nos conventions collectives à des conditions que TransAlta estimera acceptables. En 2021, nous avons renégocié avec succès une convention collective. En 2022, nous prévoyons renégocier sept conventions collectives et en 2023, one convention collective. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Employés

La Société doit recruter et maintenir en poste du personnel compétent pour ses exploitations. De nombreux membres de son personnel possèdent une formation et des compétences spécialisées très prisées sur le marché. Au 31 décembre 2021, nous comptions 1 282 employés actifs à temps plein, à temps partiel ou temporaires. Environ 33 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement parties à 11 conventions collectives.

Structure du capital et des emprunts

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries. Au 23 février 2022, nous avions 271 219 820 actions ordinaires en circulation et 9 629 913 actions de série A, 2 370 087 actions de série B, 11 000 000 actions de série C, 9 000 000 actions de série E, 6 600 000 actions de série G et 400 000 actions de série I en circulation (termes définis ci-dessous). La Société ne compte aucun titre entiercé.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire de la Société donne à son porteur le droit d'exercer une voix par action ordinaire détenue à toutes les assemblées des actionnaires de la Société, sauf les assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série particulière d'actions ont le droit de voter, de recevoir des dividendes, lorsque le conseil en déclare, sous réserve du versement préalable des dividendes préférentiels applicables à des actions privilégiées de premier rang, et de participer proportionnellement à toute distribution de notre actif en cas de liquidation ou de dissolution, sous réserve des droits et privilèges prioritaires se rattachant aux actions privilégiées de premier rang. Les actions ordinaires ne sont pas convertibles et ne confèrent aucun droit préférentiel de souscription. Les actions ordinaires ne confèrent aucun droit de vote cumulatif.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 25 mai 2021, la TSX a accepté l'avis de présentation d'une OPRA de la Société à l'égard d'une partie de ses actions ordinaires. Le conseil a autorisé le rachat d'au plus 14 000 000 d'actions ordinaires, ce qui représente environ 7 % du flottant de TransAlta. Les rachats effectués aux termes de l'OPRA devraient être faits au cours en vigueur au moyen d'opérations sur le marché libre à la TSX et sur toute autre plateforme de négociation canadienne. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2021 et se termine le 30 mai 2022 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle celle-ci prendra fin, au choix de la Société.

Selon les règles de la TSX, 169 737 actions ordinaires au plus (soit 25 % du volume d'opérations quotidien moyen de 678 948 actions ordinaires à la TSX pour la période de six mois close le 30 avril 2021) peuvent être achetées à la TSX n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société n'a pas acheté ni annulé d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA. Voir la note 27 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Actions privilégiées de premier rang

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

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

Le conseil peut inclure dans les conditions se rattachant à une série particulière d'actions privilégiées de premier rang certains droits de vote prenant effet si nous n'effectuons pas six versements de dividendes trimestriels, consécutifs ou non. Ces droits de vote sont maintenus tant que des dividendes sont arriérés. Ces droits de vote consistent en une voix pour chaque tranche de 25,00 $ du prix de souscription relativement à toutes les questions à l'égard desquelles les actionnaires votent et, en outre, en le droit pour les porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant en tant que porteurs d'actions d'une même catégorie, d'élire 2 administrateurs de TransAlta si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou 3 administrateurs si le conseil se compose de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Sous réserve de conditions contraires se rattachant à une série particulière, nous pouvons racheter la totalité ou, de temps à autre, une partie des actions privilégiées de premier rang d'une série A au prix de rachat applicable à chaque série et nous avons le droit d'acquérir une partie ou la totalité des actions privilégiées de premier rang d'une ou de plusieurs séries en les achetant aux fins d'annulation sur le marché libre ou en invitant les actionnaires à déposer leurs actions à un prix ne dépassant pas le prix de rachat applicable à la série.

Actions de série A

Au total, 12 millions d'actions de série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % en contrepartie d'un produit brut de 300 M$. Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une. Le 31 mars 2021, 1 417 338 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une et 871 871 actions de série B ont été converties en actions de série A à raison de une pour une. Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série A

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

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

Rachat des actions de série A

Les actions de série A pouvaient être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 31 mars 2016 et seront rachetables le 31 mars tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 $, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série A du rachat de la totalité des actions de série A, le droit d'un porteur d'actions de série A de convertir ces actions de série A prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série A d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série A.

Conversion des actions de série A en actions de série B

Les porteurs d'actions de série A avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série B de TransAlta (les « actions de série B »), à certaines conditions, le 31 mars 2016 et auront de nouveau le droit de les convertir le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série B auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor (qui signifie le rendement moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) à la date applicable et de 2,03 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 $ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 2,03 %.

Les actions de série A et les actions de série B sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série A et les actions de série B sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 31 mars 2021, 1 417 338 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une.

Droits de vote

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

Modification

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

Actions de série B

Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une. Le 31 mars 2021, 1 417 338 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une et 871 871 actions de série B ont été converties en actions de série A à raison de une pour une. Certaines dispositions des actions de série B sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série B

Les porteurs d'actions de série B ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable, payables

trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable.

Pour chaque période de cinq ans suivant la conversion, les porteurs des actions de série B ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable trimestriels, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle »), d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor (qui signifie le rendement moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) à la date applicable et de 2,03 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 $ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 2,03 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A décrites ci-dessus et aux actions de série B et demeurera le même pendant la durée des actions de série B.

Rachat des actions de série B

Les actions de série B peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 31 mars 2021 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 $, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série B du rachat de la totalité des actions de série B, le droit d'un porteur d'actions de série B de convertir ces actions de série B prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série B d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série B.

Conversion des actions de série B en actions de série A

Les porteurs d'actions de série B ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif rachetables, les actions de série A, à certaines conditions, le 31 mars 2021 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série A auront le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année et d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 $ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 2,03 %.

Les actions de série A et les actions de série B sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série A et les actions de série B sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 31 mars 2021, 871 871 actions de série B ont été converties en actions de série A à raison de une pour une.

Droits de vote

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

Modification

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

Actions de série C

Au total, 11 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif, série C (« actions de série C ») ont été émises le 30 novembre 2011 avec un coupon de 4,60 % en contrepartie d'un produit brut de 275 M$. Certaines dispositions des actions de série C sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série C

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

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

Rachat des actions de série C

Les actions de série C pouvaient être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 juin 2017 et seront rachetables le 30 juin tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 $, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le 30 juin 2017, aucune action privilégiée de série C n'a été rachetée.

Si nous avisons les porteurs des actions de série C du rachat de la totalité des actions de série C, le droit d'un porteur d'actions de série C de convertir ces actions de série C prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série C d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série C.

Conversion des actions de série C en actions de série D

Les porteurs d'actions de série C avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, les actions de série D, à certaines conditions, le 30 juin 2017 et auront de nouveau le droit de convertir celles-ci le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série D auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,10 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 $ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,10 %.

Les actions de série C et les actions de série D sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série C et les actions de série D sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

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

Droits de vote

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

Modification

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

Actions de série E

Un total de neuf millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif (les « actions de série E ») ont été émises le 10 août 2012 en contrepartie d'un produit brut de 225 M$. Certaines dispositions des actions de série E sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série E

Les porteurs d'actions de série E ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de

tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série E ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 $ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par la Société à la date de calcul du taux fixe (le 30e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,65 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série E et aux actions de série F décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série E.

Rachat des actions de série E

Les actions de série E pouvaient être rachetées par la Société, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2017 et pourront être rachetées le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant de 25,00 $ par action devant être rachetée, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le 30 septembre 2017, aucune action de série E n'a été rachetée.

Si nous avisons les porteurs des actions de série E du rachat de la totalité des actions de série E, le droit d'un porteur d'actions de série E de convertir ces actions de série E prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série E d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série E.

Conversion des actions de série E en actions de série F

Les porteurs d'actions de série E avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables (les « actions de série F »), à certaines conditions, le 30 septembre 2017 et auront de nouveau le droit de convertir celles-ci le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série F auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,65 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 $ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,65 %.

Les actions de série E et les actions de série F sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série E et les actions de série F sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

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

Droits de vote

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

Modification

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

Actions de série G

Au total, 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série G, ont été émises le 15 août 2014 en contrepartie d'un produit brut de 165 M$. Certaines dispositions des actions de série G sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série G

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

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

Rachat des actions de série G

Les actions de série G pouvaient être rachetées par la Société, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2019 et pourront être rachetées le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant de 25,00 $ par action devant être rachetée, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série G du rachat de la totalité des actions de série G, le droit d'un porteur d'actions de série G de convertir ces actions de série G prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série G d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série G.

Conversion des actions de série G en actions de série H

Les porteurs d'actions de série G avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, les actions de série H, à certaines conditions, le 30 septembre 2019 et auront de nouveau le droit de les convertir le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série H auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,80 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 $ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,80 %.

Les actions de série G et les actions de série H sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série G et les actions de série H sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Le 17 septembre 2019, 140 730 actions de série G ont été déposées en vue de leur conversion en actions de série H, ce qui est inférieur au nombre d'un million d'actions requis pour donner effet à la conversion en actions de série H. Par conséquent, aucune action de série G n'a été convertie en action de série H le 30 septembre 2019.

Droits de vote

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

Modification

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

Actions de série I

Les actions de série I sont perpétuelles et seront *de même rang* que les actions de toutes les séries existantes d'actions privilégiées de premier rang de la Société en ce qui concerne les dividendes et les privilèges en cas de liquidation. Les actions de série I donnent droit à un dividende cumulatif de 7 % payable trimestriellement en espèces.

Conformément à la convention d'investissement conclue avec Brookfield, le rachat des actions de série I sera réglé au moyen de participations dans TA Alberta Hydro (terme défini ci-dessous) ou, dans certains cas, en espèces, en fonction de leur prix de rachat. Le prix de rachat payable correspondra au prix de souscription payé par Brookfield, augmenté de tous les dividendes accumulés mais non versés (le « prix de rachat »). En cas de rachat facultatif (terme défini ci-dessous)

ou si un cas de déchéance du terme entraînant un rachat en espèces (terme défini ci-dessous) survient, la Société versera le prix de rachat en espèces (le « montant du rachat en espèces »).

Sauf en cas de rachat facultatif par la Société ou si un cas de déchéance du terme entraînant un rachat en espèces survient (cas décrits ci-dessous), les actions de série I seront échangeables contre des participations (les « participations dans TA Alberta Hydro ») des capitaux propres (les « capitaux propres de TA Alberta Hydro ») de TA Alberta Hydro LP (la « société propriétaire des actifs hydroélectriques albertains »), une entité ad hoc constituée par la Société. En tout temps après le 31 décembre 2024, Brookfield aura le droit d'échanger la totalité, mais non moins de la totalité, des actions de série I, obligeant ainsi la Société à racheter ou à échanger la totalité des actions de série I de Brookfield (moins le nombre d'actions de série I ayant été racheté en cas de rachat facultatif (le « droit d'échange »).

Avant tout rachat facultatif par la Société, l'exercice du droit d'échange ou un cas de déchéance du terme donnant droit à une participation dans TA Alberta Hydro (terme défini ci-dessous) donnera à Brookfield le droit de recevoir le pourcentage de participation dans TA Alberta Hydro correspondant au prix de rachat global de toutes les actions de série I émises au nom de Brookfield, divisé par la valeur des capitaux propres, après impôt, de la société propriétaire des actifs hydroélectriques albertains, comme il est décrit dans la convention d'investissement (le « montant du rachat contre une participation »). La participation dans TA Alberta Hydro maximale que peut obtenir Brookfield à l'exercice du droit d'échange est de 49 % du total des capitaux propres de TA Alberta Hydro. La Société lui versera le solde du prix de rachat en espèces.

Si, au moment où le droit d'échange est exercé, le montant du rachat contre une participation est insuffisant pour permettre à Brookfield d'acquérir 49 % des capitaux propres de TA Alberta Hydro, Brookfield pourra exercer une option complémentaire unique, exerçable jusqu'au 31 décembre 2028, pour acquérir une part supplémentaire dans les capitaux propres de TA Alberta Hydro. Tant que Brookfield détient au moins 8,5 % des actions ordinaires émises et en circulation, Brookfield peut acheter : a) si le prix moyen pondéré en fonction du volume (le « PMPV ») sur 20 jours des actions ordinaires n'est pas inférieur à 14 $, une part supplémentaire d'au plus 10 % dans les capitaux propres de TA Alberta Hydro, jusqu'à concurrence d'une participation maximale de 49 %; ou b) si le PMPV sur 20 jours des actions ordinaires n'est pas inférieur à 17 $, le part supplémentaire requise pour relever sa participation dans les capitaux propres de TA Alberta Hydro à un maximum de 49 %. Si le droit d'échange est exercé et que le montant du rachat contre une participation est insuffisant pour permettre à Brookfield d'acquérir au moins 25 % des capitaux propres de TA Alberta Hydro, Brookfield aura l'option d'acquérir, moyennant une contrepartie en espèces, la part supplémentaire des capitaux propres dans TA Alberta Hydro qui lui permettra de détenir une part de 25 % dans les capitaux propres de TA Alberta Hydro. Si Brookfield exerce son option complémentaire, la contrepartie en espèces qu'elle devra verser sera calculée comme pour le prix payable en cas d'un échange contre une participation dans TA Alberta Hydro; cependant, dans ce cas, le prix est fonction de la valeur nette réelle de la société propriétaire des actifs hydroélectriques albertains, sans aucune réduction pour l'insuffisance fiscale associée à certaines catégories fiscales. L'exercice de cette option complémentaire impose à Brookfield une obligation de blocage pendant les 18 mois suivant son exercice.

En tout temps après le 31 décembre 2028, la Société peut racheter les actions de série I et les débentures connexes, en totalité ou en partie, au prix de rachat (le « rachat facultatif »), étant entendu que le produit minimal revenant à Brookfield pour chaque rachat (autre que le rachat final) ne doit pas être inférieur à 100 000 000 $ et que la Société doit racheter toutes les actions de série I et les débentures connexes dans un délai de 36 mois après la date du premier rachat facultatif.

La convention d'investissement prévoit également certains cas de déchéance du terme (les « cas de déchéance du terme »). En cas de faillite de la Société ou en cas de manquement à certains engagements importants de la part de la Société (chacun de ces cas étant un « cas de déchéance du terme donnant droit à une participation dans TA Alberta Hydro »), Brookfield aura le droit de recevoir, moyennant un avis à la Société, le montant du rachat contre une participation. Si un cas de déchéance du terme donnant droit à une participation dans TA Alberta Hydro se produit avant le 31 décembre 2024, un paiement d'ajustement devra être versé par Brookfield à la Société ou par la Société à Brookfield pour combler la différence entre la somme de 1,95 G$ et la valeur, après impôt, de la participation dans TA Alberta Hydro, calculée à une date (que déterminera Brookfield) au cours de la période commençant le 1er janvier 2025 et prenant fin le 31 décembre 2027. Toute différence en faveur de Brookfield entre la valeur après ajustement et la valeur de la participation dans TA Alberta Hydro versée à Brookfield doit être réglée par la concession d'une part supplémentaire dans les capitaux propres de TA Alberta Hydro. Si la Société n'obtient pas les approbations requises de la part des autorités de réglementation pour l'échange contre une part dans les capitaux propres de

TA Alberta Hydro prévu par le droit d'échange ou le montant du rachat contre une participation ou si une ordonnance définitive est rendue qui interdit l'exécution du droit d'échange (le « cas de déchéance du terme entraînant un rachat en espèces »), Brookfield aura droit au montant du rachat en espèces.

Dispositions des statuts relatives aux opérations entre parties liées

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

Régime de droits des actionnaires

La Société a adopté un régime de droits des actionnaires (le « régime de droits ») aux termes d'une convention relative au régime de droits des actionnaires (la « convention relative au régime de droits ») intervenue en date du 13 octobre 1992, dans sa version modifiée et mise à jour le 26 avril 2019, entre la Société et Société de fiducie AST (Canada) (qui a remplacé Société de fiducie CST). Le régime de droits a été confirmé pour la dernière fois à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société qui a eu lieu le 26 avril 2019 et expirera à la fermeture des bureaux à la date de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2022 de la Société, sauf si les actionnaires votent en faveur de sa ratification et de sa prorogation. Société de fiducie AST (Canada) a cédé la convention relative au régime de droits à Société de fiducie Computershare du Canada avec prise d'effet le 22 novembre 2019. Pour de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter à la convention relative au régime de droits dans sa version modifiée et mise à jour. On peut obtenir la convention relative au régime de droits sur demande adressée au secrétaire de TransAlta Corporation, 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 0G7; téléphone : 403 267-7110; ou par courriel : corporate_secretary@transalta.com. On peut également obtenir la convention relative au régime de droits par voie électronique sur SEDAR, sous le profil de la Société, au www.sedar.com ou sur le système EDGAR de la SEC, au www.sec.gov.

Facilités de crédit

En 2021, nous avons renouvelé notre convention de crédit consortiale nous donnant accès à une facilité de crédit consentie de 1,25 G$ et nous avons converti la facilité en un PLD. La convention est entièrement consentie et expire en 2025. La facilité de crédit est assujettie à un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Les modifications apportées à la facilité de crédit consortiale en 2021 ont aligné le coût d'emprunt sur les cibles de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes de TransAlta, qui font partie de la stratégie globale de la Société en matière d'ESG, et entraîneront un ajustement cumulatif des prix relatifs aux coûts d'emprunt sur les facilités de crédit consortiales ainsi qu'un ajustement correspondant de la commission d'engagement. Cette facilité de crédit a été accordée aux fins des besoins généraux de l'entreprise, y compris pour le financement des besoins constants de fonds de roulement, pour le financement des investissements en construction et des occasions de croissance et pour le remboursement des emprunts impayés.

Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une convention de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie de 500 M$. La convention est entièrement consentie et, au cours du premier trimestre de 2019, le montant du crédit a été modifié, passant de 500 M$ à 700 M$. En 2021, la convention de crédit a été renouvelée et

prolongée jusqu'en 2025. La facilité de crédit est assujettie à un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Dette à long terme

La dette à long terme de la Société se compose de débentures en circulation d'une valeur nominale de 251 M$ qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 6,9 % et 7,3 % et dont les dates d'échéance vont de 2029 à 2030. De plus, nous avons des billets de premier rang en circulation d'une valeur nominale de 700 M$ US qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 4,5 % et 6,5 % et dont les dates d'échéance vont de 2022 à 2040. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement définitive avec Brookfield, aux termes de laquelle Brookfield s'est engagée à investir 750 M$ dans la Société au moyen de l'achat de titres échangeables qui pourront être échangés à une date future contre une participation dans les actifs hydroélectriques albertains de TransAlta en fonction d'une valeur correspondant à un multiple du BAIIA ajusté futur des actifs hydroélectriques albertains, comme il est décrit ci-dessus. Les titres échangeables ont été émis en deux tranches, la première tranche, constituée de 350 M$ de débentures subordonnées non garanties à 7 % échéant le 1er mai 2039, ayant été émise le 1er mai 2019, et la seconde tranche, constituée de 400 M$ d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré de l'émetteur ou du porteur, ayant été émise le 30 octobre 2020. La convention d'investissement, ainsi que la convention d'échange et d'option (la « convention d'échange et d'option ») conclue par les parties au moment de la clôture de la première tranche de l'investissement, accorde à Brookfield un droit d'échange, lui permettant d'échanger, après le 31 décembre 2024, tous les titres échangeables en circulation contre une participation maximale de 49 % dans les titres de capitaux propres des actifs hydroélectriques albertains de TransAlta. La convention d'investissement et la convention d'échange et d'option permettent également à TransAlta de racheter les titres échangeables à tout moment après le 31 décembre 2028, sous réserve de certaines modalités et conditions, si Brookfield décide de ne pas exercer son droit d'échange.

Convention d'investissement et convention d'échange et d'option

La description suivante de certaines dispositions de la convention d'investissement et de la convention d'échange et d'option n'est qu'un résumé, n'est pas exhaustive et est présentée sous réserve du texte intégral de la convention d'investissement et de la convention d'échange et d'option, dont on peut consulter le texte sous notre profil sur SEDAR au www.sedar.com et sous notre profil sur EDGAR au www.sec.gov.

Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de la Société sur le marché libre au cours de la période de 24 mois après la date du premier déboursement, soit le 1er mai 2019, afin de faire passer à au moins 9 % le pourcentage total d'actions dont elle est propriétaire, sous réserve de certaines exceptions et pourvu que Brookfield ne soit pas obligée d'acheter d'actions ordinaires à un prix supérieur à 10 $ l'action. Cette augmentation du nombre d'actions détenues fait concorder plus étroitement les intérêts de Brookfield et de TransAlta. Conformément à la convention d'investissement, Brookfield est en droit de proposer deux candidats à l'élection des administrateurs aux assemblées annuelles des actionnaires de la Société.

La convention d'investissement contient certaines dispositions de blocage qui restreignent la capacité de Brookfield ou des membres du même groupe qu'elle de transférer leurs actions ordinaires de TransAlta durant la période qui a commencé le 1er mai 2019 et se termine le 31 décembre 2023 (les « clauses de blocage »). Les clauses de blocage prévoient les exceptions usuelles, y compris une exception concernant les transferts d'actions ordinaires effectués par des fonds d'investissement gérés par Brookfield ou qui sont membres du même groupe qu'elle et qui sont effectués conformément aux exigences en matière de fonds des fonds d'investissement.

La convention d'investissement prévoit que les titres échangeables constitueront un placement à long terme et qu'ils ne peuvent par conséquent être transférés que par Brookfield à l'un des membres du même groupe qu'elle. Brookfield a

convenu d'être l'unique représentant de l'ensemble de ses cessionnaires autorisés pour les besoins de la convention d'investissement.

La convention d'investissement contient certains engagements de maintien du statu quo de la part de Brookfield (les « clauses de statu quo »), comportant les exceptions usuelles, qui seront en vigueur pendant trois ans à compter du 1er mai 2019 (la « période de statu quo »). Entre autres choses, les clauses de statu quo interdisent à Brookfield d'acquérir une participation de plus de 19,9 % dans les actions ordinaires de la Société. Brookfield a également convenu que, pendant la période de statu quo, a) elle votera pour chacun des candidats aux postes d'administrateur proposés par le conseil; b) elle votera contre tout candidat à un poste d'administrateur proposé par les actionnaires qui n'est pas approuvé par le conseil; c) elle votera contre toute proposition ou résolution visant la destitution d'un membre du conseil; et d) elle votera selon les recommandations du conseil sur toutes les autres propositions. Certaines clauses de statu quo continueront de s'appliquer après la fin de la période de statu quo tant que Brookfield aura des représentants au conseil.

Conformément aux modalités de la convention d'investissement, TransAlta a formé un comité d'exploitation des actifs hydroélectriques, composé de deux représentants de Brookfield et de deux représentants de TransAlta, qui est chargé de conseiller et de faire des recommandations relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques albertains et de maximiser la valeur de ces actifs. En contrepartie, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des honoraires annuels de 1,5 M$ pendant six ans depuis le 1er mai 2019.

Convention relative aux droits d'inscription

La description suivante de certaines dispositions de la convention relative aux droits d'inscription intervenue entre Eagle Hydro II (membre du même groupe que Brookfield) et la Société le 1er mai 2019 (la « convention relative aux droits d'inscription ») n'est qu'un résumé, n'est pas exhaustive et est présentée sous réserve du texte intégral de la convention relative aux droits d'inscription, dont on peut consulter le texte sous notre profil sur SEDAR au www.sedar.com.

La convention relative aux droits d'inscription prévoit que Eagle Hydro II et tout membre du même groupe que Brookfield qui devient partie à la convention relative aux droits d'inscription (individuellement, un « porteur ») peuvent, en tout temps et de temps à autre, présenter une demande écrite (une « demande d'inscription ») à la Société afin que celle-ci dépose un supplément de prospectus auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'autorités similaires dans chacune des provinces du Canada relativement au placement de la totalité ou d'une partie des actions ordinaires alors détenues par le porteur (les « titres à inscrire »), sous réserve de certaines restrictions contenues dans la convention relative aux droits d'inscription. À la réception d'une demande d'inscription, la Société déposera sans délai un supplément de 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 titres à inscrire détenus, directement ou indirectement, par le porteur (un « placement aux termes d'une demande d'inscription »). La Société ne sera pas tenue d'effectuer : a) plus de trois placements aux termes d'une demande d'inscription au total pendant la durée de la convention relative aux droits d'inscription; ou b) un placement aux termes d'une demande d'inscription si les titres à inscrire ont une valeur marchande totale inférieure à 50 M$.

Si, à quelque moment que ce soit, la Société projette de déposer un supplément de prospectus relativement au placement d'actions ordinaires de TransAlta auprès du public, elle donnera avis du placement proposé à chaque porteur au moins cinq jours ouvrables avant la date de dépôt prévue du supplément de prospectus (ou, dans le cas d'un « placement par voie de prise ferme » ou d'un autre placement dans le public qui ne devrait pas inclure de séance de présentation, tel autre préavis qu'il est possible de donner dans les circonstances); cet avis offrira à chaque porteur la possibilité de faire autoriser le placement du nombre de titres à inscrire que ce porteur pourra demander. La Société déploiera des efforts raisonnables sur le plan commercial afin que ce supplément de prospectus inclue ces titres à inscrire (un « placement aux termes d'une clause d'entraînement »), à moins que le ou les chefs de file ou le ou les preneurs fermes de la Société ne déterminent, agissant de bonne foi, que l'inclusion de ces titres à inscrire dans le placement aurait, à leur avis, un effet défavorable sur le placement de la Société ou sur le prix de vente des titres placés par la Société.

Les placements aux termes d'une demande d'inscription et les placements aux termes d'une clause d'entraînement sont assujettis à diverses conditions et restrictions. La Société a le droit de différer tout placement aux termes d'une demande d'inscription dans certaines circonstances, notamment au cours de toute période d'interdiction totale des opérations durant laquelle la Société publie ses résultats financiers annuels ou trimestriels.

La convention relative aux droits d'inscription contient des dispositions selon lesquelles la Société et les porteurs doivent s'indemniser les uns les autres en cas de perte ou de réclamation résultant de l'inclusion par la partie fautive d'une

déclaration fausse ou trompeuse dans l'information incluse dans un prospectus et en cas de manquement aux lois sur les valeurs mobilières applicables.

Dans le cas d'un supplément de prospectus déposé à l'égard d'un placement aux termes d'une demande d'inscription ou d'un placement aux termes d'une clause d'entraînement, la Société paiera la totalité des frais et des dépenses applicables se rapportant à l'exécution ou au respect des modalités de ce placement par la Société, à la condition que si des titres à inscrire sont librement négociables au moment où la Société reçoit la demande de placement, la Société et les porteurs seront solidairement responsables de la quote-part des droits d'inscription et des dépenses des porteurs en fonction du prix d'offre total des titres librement négociables vendus par les porteurs par rapport au prix d'offre total de tous les titres vendus par la Société dans le cadre de ce placement. La Société et les porteurs seront solidairement responsables du paiement de la totalité des frais de vente (y compris les honoraires ou les commissions payables à un preneur ferme, à un spécialiste des services de banque d'investissement, à un gestionnaire ou à un placeur pour compte ou mandataire et des droits de mutation attribuables à la vente des titres à inscrire) à l'égard des titres à inscrire vendus par les porteurs, et la Société paiera tous les frais de vente relatifs aux titres vendus pour le compte de la Société. La Société et les porteurs seront solidairement responsables de la totalité des frais remboursables engagés par les porteurs dans le cadre d'un placement aux termes d'une demande d'inscription ou d'un placement aux termes d'une clause d'entraînement.

Si un porteur cesse d'être membre du même groupe que la Société, il n'aura plus aucun droit ni aucune obligation aux termes de la convention relative aux droits d'inscription. La convention relative aux droits d'inscription expirera lorsque Brookfield et les membres du même groupe qu'elle seront propriétaires véritables de moins de 3 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Notre déclaration de changement important datée du 26 mars 2019, qui peut être consultée électroniquement sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov, contient des renseignements supplémentaires au sujet de l'investissement de Brookfield. On peut également consulter sur SEDAR et sur EDGAR la convention d'investissement, la débenture échangeable, la convention d'échange et d'option et la convention relative aux droits d'inscription. Les actionnaires sont encouragés à lire ces documents intégralement.

Dette sans recours

La Société a une dette sans recours dont le montant impayé représente une valeur nominale d'environ 1 908 M$ et qui est constituée d'obligations et de débentures qui portent intérêt à des taux variant entre 2,95 % et 4,51 % et dont les dates d'échéance vont de 2028 à 2042. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Avantages fiscaux

En novembre 2021, la Société a pris en charge un financement de 16 M$ US donnant droit à des avantages fiscaux dans le cadre de l'acquisition du portefeuille de North Carolina Solar.

En décembre 2019, au moment de la mise en exploitation commerciale des parcs éoliens de Big Level et d'Antrim, TransAlta a obtenu d'un associé un financement donnant droit à des avantages fiscaux d'environ 126 M$ US. En décembre 2020, au moment de la mise en exploitation commerciale du parc éolien de Skookumchuck, TransAlta a obtenu d'un associé un financement donnant droit à des avantages fiscaux d'un total d'environ 121 M$ US pour ce parc, lequel a eu pour effet de ramener le coût de l'investissement de TransAlta de 49 % dans celui-ci, à savoir d'environ 125 M$ US à environ 66 M$ US.

En outre, la Société a pris en charge un financement de 24 M$ US donnant droit à des avantages fiscaux dans le cadre de l'acquisition du parc éolien de Lakeswind en 2015. Aux termes des Normes internationales d'information financière (IFRS), les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont inclus dans la dette dans nos états financiers consolidés. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Restrictions visant la dette

Les facilités de crédit consortiales comprennent un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement. Les obligations sans recours sont assujetties aux conditions de

financement et aux engagements usuels, qui peuvent limiter l'accès de la Société aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation des installations. Dès que certains tests en matière de distribution sont remplis, lesquels sont habituellement effectués une fois par trimestre, les flux de trésorerie peuvent être distribués par les entités filiales à leur entité mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution. L'incident survenu à Kent Hills a empêché Kent Hills Wind LP de verser des distributions.

Par conséquent, en raison de la détermination que l'ensemble des 50 fondations à Kent Hills 1 et à Kent Hills 2 doivent être remplacées et en raison de certaines modifications en découlant apportées aux polices d'assurance applicables, Kent Hills Wind LLP a avisé le fiduciaire KH des obligations KH totalisant environ 221 M$ que des cas de défaut pourraient s'être produits aux termes de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations KH. En cas de défaut, les porteurs de plus de 50 % du capital impayé sur les obligations KH ont le droit d'ordonner au fiduciaire KH de déclarer immédiatement exigibles et payables le capital et les intérêts sur les obligations KH et tous les autres montants exigibles aux termes de celles-ci, notamment tout montant compensatoire, et d'ordonner au fiduciaire KH d'exercer des droits à l'égard de certains biens donnés en garantie. Kent Hills Wind LP a entamé des discussions avec le fiduciaire KH et les porteurs des obligations KH afin de négocier les renonciations et les modifications requises pendant que la Société s'efforce de remédier aux problématiques décrites dans l'avis. Bien que Kent Hills Wind LP s'attende à conclure une entente avec le fiduciaire KH et les porteurs des obligations KH quant aux modalités d'une renonciation et d'une modification acceptables, rien ne garantit que la Société recevra ces renonciations et modifications. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires* » de la présente notice annuelle.

Notations

Les notations fournissent des renseignements sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités et ont une incidence sur notre capacité d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. Le maintien d'un bilan solide permet également à notre équipe commerciale de conclure des contrats relatifs à notre portefeuille avec nos cocontractants selon des modalités et à des prix qui ont une incidence favorable sur nos résultats financiers et nous procurent un meilleur accès aux marchés boursiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Nous continuons à nous concentrer à maintenir un bilan et une situation financière solides avec de bons ratios de couverture des flux de trésorerie afin de disposer d'un capital financier suffisant. Nos notations au 31 décembre 2021 s'établissent comme suit :

	DBRS	Moody's	S&P
Notation d'émetteur	BBB (faible)	Sans objet	BB+
Notation du groupe de sociétés	Sans objet	Ba1	Sans objet
Actions privilégiées	Pfd-3 (faible)[1)]	Sans objet	P-4 (élevé)
Dette/billets à moyen terme non garantis	BBB (faible)	Ba1/LGD4	BB+
Perspective des notations	Stable	Stable	Stable

Note :

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

En 2021, Moody's a renouvelé la notation du groupe de sociétés Ba1 et conservé sa perspective stable. En 2021, DBRS Limited a confirmé la notation à titre d'émetteur de la Société et la notation de notre dette et de nos billets à moyen terme non garantis de BBB (faible), celle des actions privilégiées de la Société de Pfd-3 (faible), tous avec une tendance stable. En 2021, S&P Global Ratings a confirmé la notation de l'émetteur et la notation de la dette non garantie de premier rang de la Société de BB + avec une perspective stable.

DBRS

L'analyse de la notation que DBRS attribue à une société commence par l'évaluation de la solvabilité fondamentale de l'émetteur, qui est représentée par la « notation d'émetteur ». La notation d'émetteur décrit la solvabilité globale de l'émetteur. Contrairement à la notation attribuée à un titre ou à une catégorie de titres en particulier, la notation d'émetteur est fondée sur l'entité elle-même et ne tient pas compte des sûretés ou du rang. La notation qui s'applique aux titres réels (garantis ou non garantis) peut être supérieure, inférieure ou égale à la notation d'émetteur pour une entité donnée. Au 31 décembre 2021, DBRS nous avait attribué la notation d'émetteur BBB (faible) (perspective stable). Une notation BBB est la quatrième plus élevée parmi dix catégories.

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

L'échelle de notation du crédit à long terme de DBRS constitue une opinion sur le risque de défaut, c'est-à-dire le risque qu'un émetteur ne respecte pas ses obligations financières conformément aux modalités suivant lesquelles une obligation a été émise. Les notations se fondent sur des facteurs quantitatifs et qualitatifs concernant l'émetteur et sur le rang relatif des créances. Toutes les catégories de notation, sauf les catégories AAA et D, comprennent également des sous-catégories « élevé » et « faible ». L'absence de désignation « élevé » ou « faible » indique que la notation se classe au

milieu de la catégorie. Les titres d'emprunt ayant reçu la note BBB présentent une qualité de crédit adéquate. La capacité de remboursement des obligations financières est jugée acceptable, mais peut être vulnérable aux événements futurs.

Moody's

La notation du groupe de sociétés (« CFR », acronyme de *Corporate Family Ratings*) de Moody's est une indication à long terme de la possibilité relative d'un défaut de paiement à l'égard de la dette et des obligations assimilables à une dette d'un groupe de sociétés et de la perte financière prévue qui sera subie en cas de défaut. Une CFR est attribuée à un groupe de sociétés comme s'il n'avait qu'une seule catégorie de titres d'emprunt et une seule structure consolidée d'entité juridique. Une CFR ne se rapporte pas à une obligation ou à une catégorie de titres d'emprunt; par conséquent, elle ne reflète pas la priorité en cas de réclamation. Au 31 décembre 2021, notre notation CFR attribuée par Moody's était Ba1 avec perspective stable. Les obligations ayant reçu la notation Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important. Moody's ajoute les mentions numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie générale, allant de Aa à Caa. La mention 1 indique que le titre se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notes génériques, la mention 2 indique que le titre se situe au centre et la mention 3 indique que le titre est classé à l'extrémité inférieure. La notation Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories.

Les notations à long terme de Moody's sont attribuées aux émetteurs ou aux obligations dont la durée initiale est de un an et plus et indiquent autant la possibilité d'un défaut de paiement d'une obligation contractuelle que la perte financière qui serait subie en cas de défaut. Au 31 décembre 2021, Moody's avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une notation Ba1/LGD4. La notation Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories. Les obligations ayant reçu la notation Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important.

L'évaluation de la perte en cas de défaut (« LGD », acronyme de *Loss Given Default*) constitue une opinion quant à la perte en cas de défaut prévue, exprimée en pourcentage du capital et de l'intérêt couru au moment du règlement du défaut. Une des six catégories d'évaluation LGD est attribuée à un emprunt, à une obligation et à une émission d'actions privilégiées en particulier. Le taux de LGD prévu pour l'ensemble de l'entreprise ou pour l'entreprise se rapproche généralement de la moyenne pondérée des taux de LGD prévus à l'égard des obligations de l'entreprise au moment du défaut (excluant les actions privilégiées), chaque pondération correspondant à la part prévue que représente chaque obligation par rapport au total des obligations au moment du défaut. Au 31 décembre 2021, Moody's avait évalué que notre LGD s'établissait à LGD4, ce qui représente une fourchette de perte allant de 50 % à moins de 70 %. L'évaluation LGD4 est la quatrième plus élevée parmi six catégories d'évaluation.

S&P Global Ratings

Une notation d'émetteur attribuée par S&P Global Ratings constitue une opinion prospective sur la solvabilité globale d'un débiteur. Cette opinion porte sur la capacité et la volonté du débiteur de respecter ses engagements financiers au fur et à mesure de leur échéance. Elle ne porte pas sur une obligation financière en particulier, puisqu'elle ne tient pas compte de la nature et des modalités de l'obligation, de sa situation en cas de faillite ou de liquidation, des droits de préférence prévus par la loi ni de la légalité ou du caractère exécutoire de l'obligation. Au 31 décembre 2021, S&P nous avait attribué une notation d'émetteur de BB+ avec perspective stable. Cette notation est la cinquième plus élevée parmi 11 catégories. Bien qu'il soit moins vulnérable que d'autres émetteurs spéculatifs, un débiteur ayant reçu une notation BB est considéré comme présentant un certain degré de caractéristiques spéculatives. Lorsqu'elles sont confrontées à des incertitudes ou à des défis en raison de la conjoncture commerciale, financière ou économique, les entités ayant reçu une notation BB peuvent à leur tour avoir des difficultés à respecter leurs engagements financiers. Les notations allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notations.

Une notation de S&P Global Ratings concernant une émission constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation financière précise, d'une catégorie précise d'obligations financières ou d'un programme financier précis (y compris les notations sur les programmes de billets à moyen terme et les programmes de papier commercial). Elle tient compte de la solvabilité des garants, des assureurs ou d'autres formes d'amélioration du crédit de l'obligation et également de la devise dans laquelle l'obligation est libellée. Cette opinion reflète le point de vue de S&P Global Ratings sur la capacité et la volonté du débiteur de respecter ses engagements financiers à leur échéance et peut constituer une évaluation des modalités, notamment les sûretés et la subordination, pouvant avoir une incidence sur le versement final en cas de défaut. Cette notation est la cinquième plus élevée parmi 11 catégories. Les notations allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notations.

L'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes de S&P Global Ratings est employée par les émetteurs, les investisseurs et les intermédiaires sur les marchés financiers canadiens et sert à exprimer une notation relative aux actions privilégiées (déterminée conformément à des critères de notation globaux) sous la forme de symboles qui sont utilisés activement sur le marché canadien depuis un certain nombre d'années. Une notation de S&P Global Ratings relative à des actions privilégiées constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation précise visant une émission d'actions privilégiées sur le marché canadien en particulier, par rapport aux actions privilégiées émises par d'autres émetteurs sur ce marché. Il existe une correspondance directe entre les notations particulières de l'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes et les divers niveaux de l'échelle globale de notation des titres d'emprunt de S&P Global Ratings. Celle-ci a attribué à chacune de nos séries d'actions privilégiées une notation P-4 (élevé). Cette notation est la quatrième plus élevée parmi huit catégories. Une notation P-4 (élevé) correspond à la notation B+ sur l'échelle globale de notation des actions privilégiées. Il est considéré que les débiteurs ayant reçu une notation BB, B, CCC et CC présentent des caractéristiques spéculatives importantes, la notation BB indiquant le plus faible niveau de spéculation et la notation CC, le plus élevé. Bien que ces débiteurs présentent vraisemblablement une certaine qualité et des caractéristiques de protection, celles-ci peuvent être contrebalancées par des incertitudes importantes ou une exposition considérable à une conjoncture défavorable. Un débiteur ayant reçu la notation B est moins vulnérable à court terme que d'autres débiteurs ayant reçu une notation plus faible. Toutefois, il est exposé à d'importantes incertitudes continues ou à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient l'empêcher de remplir adéquatement ses engagements financiers.

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

Remarque concernant les notations

Les notations sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notations que DBRS, Moody's et S&P Global Ratings, selon le cas, accordent à nos titres en circulation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres. Rien ne garantit que les notations seront maintenues pendant une période donnée ni qu'une notation ne sera pas révisée ou retirée par DBRS, Moody's ou S&P Global Ratings dans l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

Nous avons versé une rémunération à DBRS, à Moody's et à S&P Global Ratings pour leurs services de notation au cours des deux derniers exercices. Nous avons également versé une rémunération à S&P, à DBRS et à Kroll Bond Rating Agency pour certains autres services fournis à la Société au cours des deux derniers exercices.

Dividendes

Actions ordinaires

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

TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants sur chacune de ses actions ordinaires en circulation au cours des trois derniers exercices :

Période		Dividende par action ordinaire
2019	Premier trimestre	0,04 $
	Deuxième trimestre	0,04 $
	Troisième trimestre	0,04 $
	Quatrième trimestre	0,04 $
2020	Premier trimestre	0,04 $
	Deuxième trimestre	0,0425 $
	Troisième trimestre	0,0425 $
	Quatrième trimestre	0,0425 $
2021	Premier trimestre	0,0450 $
	Deuxième trimestre	0,0450 $
	Troisième trimestre	0,0450 $
	Quatrième trimestre	0,05 $
2022	Premier trimestre[1)]	0,05 $

Note :
1) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

Actions privilégiées

TransAlta a déclaré et versé les dividendes par action suivants sur ses actions privilégiées en circulation au cours des trois derniers exercices :

Actions de série A

Période		Dividende par action de série A
2019	Premier trimestre	0,16931 $
	Deuxième trimestre	0,16931 $
	Troisième trimestre	0,16931 $
	Quatrième trimestre	0,16931 $
2020	Premier trimestre	0,16931 $
	Deuxième trimestre	0,16931 $
	Troisième trimestre	0,16931 $
	Quatrième trimestre	0,16931 $
2021	Premier trimestre	0,16931 $
	Deuxième trimestre	0,17981 $
	Troisième trimestre	0,17981 $
	Quatrième trimestre	0,17981 $
2022	Premier trimestre[1)]	0,17981 $

Note :
1) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

Actions de série B

Période		Dividende par action de série B
2019	Premier trimestre	0,17889 $
	Deuxième trimestre	0,19951 $
	Troisième trimestre	0,20984 $
	Quatrième trimestre	0,22301 $
2020	Premier trimestre	0,22949 $
	Deuxième trimestre	0,22800 $
	Troisième trimestre	0,14359 $
	Quatrième trimestre	0,13693 $
2021	Premier trimestre	0,13186 $
	Deuxième trimestre	0,13108 $
	Troisième trimestre	0,13479 $
	Quatrième trimestre	0,1397 $
2022	Premier trimestre[1)]	0,13309 $

Note :
1) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

Actions de série C

Période		Dividende par action de série C
2019	Premier trimestre	0,25169 $
	Deuxième trimestre	0,25169 $
	Troisième trimestre	0,25169 $
	Quatrième trimestre	0,25169 $
2020	Premier trimestre	0,25169 $
	Deuxième trimestre	0,25169 $
	Troisième trimestre	0,25169 $
	Quatrième trimestre	0,25169 $
2021	Premier trimestre	0,25169 $
	Deuxième trimestre	0,25169 $
	Troisième trimestre	0,25169 $
	Quatrième trimestre	0,25169 $
2022	Premier trimestre[1)]	0,25169 $

Note :
1) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

Actions de série E

Période		Dividende par action de série E
2019	Premier trimestre	0,32463 $
	Deuxième trimestre	0,32463 $
	Troisième trimestre	0,32463 $
	Quatrième trimestre	0,32463 $
2020	Premier trimestre	0,32463 $
	Deuxième trimestre	0,32463 $
	Troisième trimestre	0,32463 $
	Quatrième trimestre	0,32463 $
2021	Premier trimestre	0,32463 $
	Deuxième trimestre	0,32463 $
	Troisième trimestre	0,32463 $
	Quatrième trimestre	0,32463 $
2022	Premier trimestre[1)]	0,32463 $

Note :
1) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

Actions de série G

Période		Dividende par action de série G
2019	Premier trimestre	0,33125 $
	Deuxième trimestre	0,33125 $
	Troisième trimestre	0,33125 $
	Quatrième trimestre	0,31175 $
2020	Premier trimestre	0,31175 $
	Deuxième trimestre	0,31175 $
	Troisième trimestre	0,31175 $
	Quatrième trimestre	0,31175 $
2021	Premier trimestre	0,31175 $
	Deuxième trimestre	0,31175 $
	Troisième trimestre	0,31175 $
	Quatrième trimestre	0,31175 $
2022	Premier trimestre[1)]	0,31175 $

Note :
1) Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

Actions de série I

TransAlta a également déclaré un dividende en espèces global d'environ 7 M$ sur les actions de série I émises et en circulation pour la période commençant le 30 septembre 2021, inclusivement, et prenant fin le 31 décembre 2021, exclusivement, qu'elle versera le 28 février 2022.

Marché pour la négociation des titres

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York (« NYSE ») sous le symbole « TAC ». Le tableau ci-après indique les cours extrêmes de nos actions ordinaires et les volumes des opérations sur celles-ci selon la TSX pour les périodes indiquées :

	Cours ($)		
Mois	**Haut**	**Bas**	**Volume**
2021			
Janvier	11,57	9,57	19 096 016
Février	12,34	10,97	15 152 046
Mars	11,95	10,10	19 816 302
Avril	12,51	11,92	6 861 255
Mai	12,21	10,82	12 430 428
Juin	12,61	11,07	12 641 889
Juillet	13,05	11,96	10 659 547
Août	13,50	12,22	11 298 887
Septembre	13,39	12,24	11 917 443
Octobre	14,54	13,24	10 928 970
Novembre	14,61	12,70	9 157 007
Décembre	14,44	13,05	8 163 601
2022			
Janvier	14,75	12,63	15 550 257
Du 1er au 23 février	14,06	12,99	8 752 336

Actions privilégiées

Actions de série A

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

Date d'émission	Nombre de titres[2)]	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 décembre 2010[1)]	12 000 000 actions de série A	25,00 $	Appel public à l'épargne
31 mars 2021[2)]	871 871 actions de série A	S. O.	Conversion d'actions de série B

Notes :

(1) Les actions de série A ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 3 décembre 2010 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base daté du 19 octobre 2009.

(2) Le 31 mars 2016, 1 824 620 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une. Le 31 mars 2021, 1 417 338 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une et 871 871 actions de série B ont été converties en actions de série A à raison de une pour une.

	Cours ($)		
Mois	Haut	Bas	Volume
2021			
Janvier	12,40	10,47	316 112
Février	13,39	12,00	327 177
Mars	13,50	12,96	534 183
Avril	13,65	12,99	123 610
Mai	14,50	13,60	196 059
Juin	14,75	13,68	354 964
Juillet	14,75	13,90	179 870
Août	14,70	14,27	179 083
Septembre	14,68	13,85	216 564
Octobre	15,80	14,47	544 268
Novembre	16,69	15,74	101 549
Décembre	16,29	15,30	114 197
2022			
Janvier	17,44	15,99	190 737
Du 1er au 23 février	17,15	15,90	34 309

Actions de série B

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

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
31 mars 2016[1)]	1 824 620 d'actions de série B	S. O.	Conversion d'actions de série A
31 mars 2021[2)]	1 417 338 actions de série B	S. O.	Conversion d'actions de série A

Notes :

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

2) Le 31 mars 2021, 1 417 338 actions de série A ont été converties en actions de série B à raison de une pour une. Le 1er mars 2021, 871 871 actions de série B été converties en actions de série A à raison de une pour une.

Mois	Cours ($) Haut	Bas	Volume
2021			
Janvier	12,35	10,27	82 249
Février	13,30	11,82	74 012
Mars	13,54	12,12	42 472
Avril	13,10	12,35	38 338
Mai	13,78	12,61	17 350
Juin	15,00	13,41	44 450
Juillet	14,82	13,00	9 100
Août	14,36	12,02	5 600
Septembre	13,88	13,51	38 200
Octobre	15,50	13,61	36 355
Novembre	16,60	15,15	24 018
Décembre	15,75	14,70	42 200
2022			
Janvier	17,00	15,35	24 050
Du 1er au 23 février	16,89	16,00	9 382

Actions de série C

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

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
30 novembre 2011[1)]	11 000 000 actions de série C	25,00 $	Appel public à l'épargne

Note :

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

Mois	Cours ($) Haut	Bas	Volume
2021			
Janvier	16,01	14,89	272 060
Février	17,10	15,66	174 101
Mars	17,31	16,59	278 845
Avril	17,73	17,04	87 821
Mai	18,70	17,40	106 175
Juin	19,16	18,25	154 586
Juillet	19,10	18,15	53 097
Août	19,08	18,46	285 674
Septembre	18,92	18,50	867 520
Octobre	20,80	18,64	993 455
Novembre	21,05	20,22	227 252
Décembre	20,27	19,88	93 313
2022			
Janvier	21,45	20,12	109 454
Du 1er au 23 février	21,54	21,02	84 516

Actions de série E

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

Date d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 août 2012[1)]	9 000 000 actions de série E	25,00 $	Appel public à l'épargne

Note :

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

	Cours ($)		
Mois	**Haut**	**Bas**	**Volume**
2021			
Janvier	18,93	17,88	339 587
Février	20,40	18,34	285 496
Mars	20,34	19,27	218 350
Avril	20,14	19,80	127 084
Mai	21,38	20,05	261 196
Juin	22,18	21,27	254 987
Juillet	22,18	21,27	254 987
Août	22,84	21,78	836 903
Septembre	22,53	21,76	235 276
Octobre	23,64	22,40	338 264
Novembre	24,00	23,25	97 870
Décembre	23,30	22,24	124 844
2022			
Janvier	24,13	22,56	147 605
Du 1er au 23 février	24,05	23,61	100 201

Actions de série G

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

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

Note :

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

Mois	Cours ($) Haut	Bas	Volume
2021			
Janvier	20,00	18,85	101 974
Février	21,20	19,36	164 127
Mars	21,00	20,22	127 368
Avril	21,11	20,37	137 229
Mai	22,50	20,65	124 017
Juin	24,10	21,77	182 192
Juillet	23,90	23,02	211 632
Août	23,95	23,10	82 511
Septembre	23,99	23,25	170 936
Octobre	24,00	23,54	167 275
Novembre	24,41	23,70	102 111
Décembre	24,24	23,55	52 076
2022			
Janvier	24,67	23,63	103 304
Du 1er au 22 février	24,39	23,96	38 348

Actions de série I

Le 30 octobre 2020, la Société a émis 400 000 actions privilégiées de premier rang rachetables de série I (les « actions de série I »), au prix de 1 000 $ l'action de série I, pour un produit global de 400 M$. La Société a émis les actions de série I au nom de Brookfield conformément à la convention d'investissement. Les actions de série I ne sont pas inscrites ou cotées en bourse.

Administrateurs et dirigeants

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 23 février 2022 de même que leur poste et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-après. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Rona H. Ambrose Alberta, Canada	2017	L'honorable Rona Ambrose est présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable. M[me] Ambrose est présidente suppléante de TD Valeurs mobilières. Elle a été chef de l'opposition officielle à la Chambre des communes du Canada et chef du Parti conservateur du Canada. À titre de membre clé du Cabinet fédéral pendant une dizaine d'années, elle a exercé les fonctions de ministre dans neuf ministères du gouvernement du Canada. Elle a entre autres occupé les postes de vice-présidente du Conseil du trésor pendant plusieurs années et de présidente du comité du Cabinet sur la sécurité publique, la justice et les questions autochtones. En tant qu'ancienne ministre de l'Environnement responsable du régime réglementaire sur les gaz à effet de serre dans plusieurs secteurs industriels, elle comprend les défis auxquels le secteur des énergies fossiles fait face. M[me] Ambrose a été personnellement responsable de l'élaboration de plusieurs politiques fédérales liées notamment aux stratégies industrielles en matière d'achats militaires, aux innovations en matière de santé et aux améliorations apportées aux lois en matière d'agressions sexuelles. Elle est reconnue comme une ardente défenseure des droits des femmes au Canada et dans le monde et a été à la tête du mouvement mondial ayant mené à la création de la « Journée internationale de la fille » aux Nations Unies. Elle a également été responsable de veiller à ce que les femmes autochtones au Canada obtiennent des droits matrimoniaux égaux. Elle s'est battue avec succès pour la création d'un programme canadien destiné à amener en sécurité au Canada, à titre de réfugiées, des femmes et des filles Yazidi qui ont été des esclaves sexuelles de l'EI. Elle est Global Fellow au Wilson Centre Canada Institute à Washington. En outre, elle siège au conseil consultatif de l'Institut canadien des affaires mondiales et est administratrice de Coril Holdings Ltd. et d'Andlauer Healthcare Group. Elle est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université de Victoria et d'une maîtrise ès arts de l'Université de l'Alberta. Elle est également titulaire d'un diplôme du Harvard Kennedy School of Government Senior Leaders Program. M[me] Ambrose possède une solide expérience de leadership acquise dans un vaste éventail de postes aux échelons les plus élevés du gouvernement canadien.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
John P. Dielwart Alberta, Canada	2014	M. Dielwart est président du conseil. Il était auparavant chef de la direction d'ARC Resources Ltd., propriétaire et exploitante d'avoirs pétroliers et gaziers dans l'Ouest canadien. Il en a supervisé la croissance depuis son démarrage en 1996 jusqu'à ce qu'elle atteigne une capitalisation totale d'environ 10 G$ au moment de son départ à la retraite. Après avoir pris sa retraite d'ARC Resources Ltd. le 1er janvier 2013, M. Dielwart s'est joint à nouveau à ARC Financial Corp. en qualité de vice-président du conseil et associé. ARC Financial est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie. En 2020, M. Dielwart a démissionné du conseil d'ARC Financial mais demeure associé et membre du comité des investissements d'ARC Financial et représente actuellement ARC Financial au conseil d'Aspenleaf Energy Limited. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction (génie civil) de l'Université de Calgary. Il est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta et a déjà été président du conseil d'administration de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. En 2015, M. Dielwart a été admis au Calgary Business Hall of Fame et en 2018, il a reçu le prix Canadian *Lifetime Achievement Award* du *Oil and Gas Council*. M. Dielwart apporte à la Société une riche expérience en gestion, en finances et en entrepreneuriat ainsi qu'une excellente connaissance des marchés des produits de base, notamment ceux du pétrole et du gaz, dans lesquels nous exerçons des activités.
Alan J. Fohrer Californie, États-Unis	2013	M. Fohrer est l'ancien président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Company (« SCEC »), filiale d'Edison International et l'une des plus grandes sociétés de services publics d'électricité des États-Unis. Il a été élu chef de la direction en 2002 et président du conseil en 2007. En 2000, M. Fohrer a été élu président et chef de la direction d'Edison Mission Energy (« EME »), filiale d'Edison qui possède et exploite des installations électriques indépendantes. Au cours de son mandat au sein d'EME, M. Fohrer a restructuré certains projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. Il a également été vice-président directeur et chef des finances d'Edison et de SCEC de 1995 à 1999. Il a pris sa retraite en décembre 2010, après 37 ans de service au sein d'Edison. M. Fohrer siège actuellement au conseil de PNM Resources, Inc., société de portefeuille ouverte dans le secteur de l'énergie, et de Blue Shield of California, société d'assurance-maladie à but non lucratif. Il est aussi membre du Viterbi School of Engineering conseil of Councilors de la University of Southern California et président de la California Science Centre Foundation. M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations, de la California Chamber of Commerce, de Duratek, Inc., d'Osmose Utilities Services, Inc., de MWH, Inc. et de Synagro, société fermée de gestion des déchets. Il est titulaire d'une maîtrise en génie civil de la University of Southern California ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University, toutes deux situées à Los Angeles. M. Fohrer apporte à la Société son expérience en comptabilité et en finances, de même que ses connaissances du secteur de la production d'énergie, que ce soit sur les marchés réglementés ou déréglementés.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Laura Folse Texas, États-Unis	2021	M^me^ Folse est l'ancienne chef de la direction de BP Wind Energy, North America où elle dirigeait une entreprise regroupant plus de 500 employés et entrepreneurs et constituée de 14 parcs éoliens d'une puissance électrique de plus de 2,5 GW répartis dans huit États. Avant d'occuper le poste de chef de la direction de BP Wind Energy, North America, elle a été vice-présidente directrice, Sciences, technologie, environnement et affaires réglementaires au sein de BP p.l.c., où elle a dirigé les programmes opérationnels, scientifiques et technologiques dans le cadre de l'opération de nettoyage et de remise en état de plusieurs milliards de dollars réalisée à la suite de l'explosion du puits Macondo de BP en 2010, au large de la Louisiane. Au plus fort de la crise, l'équipe d'intervention chargée du nettoyage qu'elle dirigeait comprenait plus de 45 000 personnes travaillant dans plus de cinq États américains et mexicains bordant le golfe du Mexique. Elle a réussi à négocier avec les représentants du gouvernement fédéral et des gouvernements étatiques et locaux la mise en œuvre et la conclusion des efforts de nettoyage entrepris au large des côtes et sur le littoral. Auparavant, elle a gravi les échelons de la haute direction de BP p.l.c en y occupant des postes aux responsabilités et d'une complexité croissantes. M^me^ Folse est titulaire d'une maîtrise en gestion des affaires de la Stanford University, d'une maîtrise en géologie de la University of Alabama et d'un baccalauréat en géologie de la Auburn University. Elle est membre du conseil du College of Arts & Sciences de la Auburn University et a été membre du conseil de la American Wind Energy Association de 2016 à 2019. M^me^ Folse apporte à la Société son expérience en gestion des risques d'entreprise, en gestion de crise majeure, en analyse des données, en gestion d'organisations d'envergure et complexes, tout en favorisant les changements et les améliorations culturelles en matière de sécurité, d'exploitation et de rendement financier.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Harry Goldgut Ontario, Canada	2019	M. Goldgut est vice-président du conseil de Brookfield Asset Management's Renewable Group et de Brookfield Infrastructure Group et fournit des conseils stratégiques relativement au Fonds d'infrastructures à capital variable de Brookfield. Il a été chef de la direction ou cochef de la direction et président du conseil de Brookfield Renewable Power Inc. de 2000 à 2008 et, ensuite jusqu'en 2015, a été président du conseil du groupe Power and Utilities de Brookfield. De 2015 à 2018, il a occupé le poste de président du conseil membre de la direction des groupes Infrastructure et Power de Brookfield. M. Goldgut est entré au service de Brookfield en 1997 et il a dirigé l'expansion des activités de Brookfield dans le secteur de l'énergie renouvelable et des services publics. Il a été chargé au premier chef des initiatives stratégiques, des acquisitions et des relations avec les hauts responsables des autorités de réglementation, et il a chapeauté l'acquisition de la majorité des actifs d'énergie renouvelable de Brookfield. M. Goldgut a également joué un rôle dans la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario à titre de membre de plusieurs comités gouvernementaux, notamment le Comité d'établissement des règles du marché de l'électricité, le comité consultatif du ministre de l'Énergie, le Groupe d'étude de l'Ontario sur l'énergie propre, la Table ronde de consultation de la Commission de l'énergie de l'Ontario et la table ronde sur le renouvellement du marché du chef de la direction de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. M. Goldgut siège également au conseil d'administration des entités suivantes : Isagen S.A. ESP, troisième société de production d'énergie en importance de la Colombie; et la Princess Margaret Cancer Foundation. M. Goldgut a fréquenté l'Université de Toronto et est titulaire d'un baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School de l'Université York.
John Kousinioris Alberta, Canada	2021	M. Kousinioris est le président et chef de la direction de la Société, responsable de la gérance globale de la Société, y compris son leadership stratégique. Il été précédemment chef d'exploitation de la Société et chargé de surveiller l'exploitation, les services partagés, les activités commerciales, la négociation, les solutions clients, les opérations de couverture et l'optimisation. Auparavant, M. Kousinioris a été chef de la croissance et chef des affaires juridiques et de la conformité de la Société. Dans le cadre des différents postes de haute direction qu'il a occupés par le passé, M. Kousinioris a assumé des responsabilités liées à pratiquement tous les aspects des activités de la Société. Il a également été président de TransAlta Renewables Inc. jusqu'au 5 février 2021. Avant d'entrer au service de TransAlta, M. Kousinioris était associé et cochef de la section de droit des sociétés et de droit commercial du cabinet Bennett Jones LLP. Il compte plus de 30 années d'expérience en droit des valeurs mobilières, en fusions et acquisitions et en gouvernance. M. Kousinioris est titulaire d'un baccalauréat ès arts (avec spécialisation) en administration des affaires 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. Il est également vice-président du conseil des gouverneurs du Bow Valley College et membre du conseil d'administration de la Calgary Stampede Foundation.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Thomas O'Flynn New Jersey, États-Unis	2021	M. O'Flynn est le directeur financier de Powin Energy, une société de stockage d'énergie par batterie. Il est également un partenaire de capital-risque dans Energy Impact Partners, un fonds privé de technologie énergétique qui investit dans des entreprises à forte croissance dans les secteurs de l'énergie, des services publics et des transports, ainsi qu'un investisseur dans Powin. M. O'Flynn a été chef de la direction et chef des placements, AES Infrastructure Advisors chez AES Corporation. Auparavant, il a été vice-président directeur et chef des finances d'AES Corporation et responsable de tous les aspects des équipes mondiales des finances et des fusions et acquisitions dans six régions du monde. Dans le cadre de son mandat, M. O'Flynn a aidé AES à cheminer tout au long de sa transformation en profondeur, notamment dans le cadre de ses retraits stratégiques de marchés non essentiels, qui ont entraîné une meilleure stabilité financière et permis la réaffectation de fonds vers les principaux marchés en croissance. Le rendement total pour les actionnaires d'AES a augmenté de 54 % pendant son mandat et la note de crédit attribuée à la société a été haussée considérablement. M. O'Flynn a également joué un rôle prépondérant dans la transition de la société vers les actifs d'énergie renouvelable et l'énergie verte afin de permettre à AES d'améliorer considérablement son profil de croissance et de réduire son empreinte carbone. Avant d'entrer au service de AES Corporation, M. O'Flynn a travaillé pour The Blackstone Group Inc., où il était conseiller principal, secteur de l'énergie et des services publics, et chef de l'exploitation et chef des finances de Transmission Developers Inc., entité contrôlée par Blackstone qui crée des projets novateurs en matière de distribution d'énergie de manière responsable du point de vue environnemental. Auparavant, il a été vice-président directeur et chef des finances de Public Service Enterprise Group Incorporated et chef du secteur North American Power chez Morgan Stanley. M. O'Flynn est titulaire d'un baccalauréat en économie de la Northwestern University et d'une maîtrise en administration des affaires spécialisée en finances de la University of Chicago. Il est présentement également membre du conseil d'administration du New Jersey Performing Arts Center. En outre, il est professeur auxiliaire à la Northwestern University dans le cadre d'un programme de maîtrise spécialisé en développement des infrastructures énergétiques et en finances. Dans le cadre des différents postes de haute direction importants qu'il a occupés au sein de grandes sociétés d'électricité, M. O'Flynn a démontré sa capacité en matière de réalisation de valeur pour les actionnaires. Il a su encadrer de grandes transformations de sociétés, notamment en mettant l'accent sur les acquisitions et la mise en valeur de terrains non aménagés.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Beverlee F. Park Colombie-Britannique, Canada	2015	M[me] Park est présidente du comité d'audit, des finances et des risques du conseil. Elle était auparavant membre du conseil de SSR Mining Inc., Teekay LNG Partners, d'InTransit BC et de BC Transmission Corp et présidait le comité d'audit de ces sociétés. M[me] Park a été membre du conseil de diverses entités sans but lucratif, dont le conseil des gouverneurs de l'Université de Colombie-Britannique. Elle a été membre de la haute direction de TimberWest Forest Corp. jusqu'au moment de son départ à la retraite, en 2013. Chez TimberWest, elle a occupé divers postes, dont chef de la direction par intérim, chef de l'exploitation, présidente de la division immobilière et vice-présidente directrice et chef des finances. Avant de travailler chez TimberWest, elle a travaillé chez BC Hydro et KPMG. M[me] Park est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McGill et d'une maîtrise en administration des affaires du programme de cadres de direction de l'Université Simon Fraser et est Fellow des Chartered Professional Accountants de la Colombie-Britannique (FCPA/FPA). M[me] Park apporte à la Société 35 ans d'expérience dans un éventail de secteurs.
Bryan D. Pinney Alberta, Canada	2018	Bryan Pinney est président du comité des ressources humaines. À l'heure actuelle, il est administrateur principal de North American Construction Group Ltd. et administrateur de Sundial Growers Inc., société inscrite au NASDAQ. Il est également administrateur d'une société fermée. M. Pinney est en outre le président sortant du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal et a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. Il possède plus de 30 ans d'expérience auprès de nombreuses sociétés canadiennes parmi les plus grandes, surtout dans les secteurs de l'énergie et des ressources et de la construction. Il a été associé directeur du bureau de Calgary de Deloitte LLP de 2002 à 2007, associé directeur national en audit et assurance de 2007 à 2011 et enfin, vice-président jusqu'en juin 2015. M. Pinney a été membre du conseil d'administration de Deloitte LLP et président du comité des finances et de l'audit. Il a également été associé auprès d'Andersen LLP, où il a agi à titre d'associé directeur du bureau de Calgary de 1991 jusqu'à mai 2002. Pinney est Fellow de l'Institut des comptables agréés, évaluateur d'entreprises agréé et diplômé de l'Ivey Business School de l'Université Western Ontario, où il a obtenu un diplôme en administration des affaires. Il est également diplômé de l'Institut des administrateurs de sociétés du Canada. Grâce à ses vastes réalisations en matière de leadership, à ses compétences financières, à sa connaissance des questions relatives à la réglementation et à la conformité et à son large éventail d'expériences dans le secteur, M. Pinney apporte une importante contribution à la Société.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
James Reid Alberta, Canada	2021	M. Reid est l'ancien associé directeur du groupe des capitaux privés de Brookfield à Calgary, en Alberta. À ce titre, il était responsable du montage, de l'évaluation et de la structuration des investissements et des financements dans le secteur de l'énergie et de la surveillance des activités du volet des investissements de capitaux privés axés sur l'énergie de Brookfield. Il a établi le bureau de Brookfield à Calgary en 2003 après avoir passé plusieurs années comme chef des finances de deux sociétés d'exploration et de production de pétrole et de gaz dans l'Ouest canadien. M. Reid a obtenu la désignation de comptable agréé pendant qu'il travaillait chez PricewaterhouseCoopers, à Toronto, et il est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de Toronto. Il apporte une vaste expérience en matière de direction, de finance, de fusions et acquisitions et de changements organisationnels.
Sandra R. Sharman Ontario, Canada	2020	M^{me} Sharman est à la tête des équipes des Ressources humaines, des Communications, du Marketing et des Services immobiliers de l'entreprise de la CIBC, qui veillent à la mise en œuvre de la stratégie commerciale, à l'orientation de la banque vers ses objectifs et à la mise en place d'une culture d'entreprise de classe mondiale. M^{me} Sharman et ses équipes sont responsables de l'élaboration et de la mise en œuvre de la stratégie mondiale en capital humain, conçue en vue de favoriser la remise en question des idées reçues, d'orienter les solutions commerciales mises en œuvre et de façonner la culture de la banque. Ses principaux domaines de responsabilité comprennent également la transformation du milieu de travail, la rémunération et les avantages sociaux, les relations avec les employés, les questions de politiques et de gouvernance concernant les employés, la gestion des talents, le marketing, l'immobilier de l'entreprise, y compris le nouveau siège social mondial de la banque, CIBC Square, ainsi que tous les aspects des communications internes et externes et des affaires publiques, y compris les relations gouvernementales et les distinctions. Dirigeante chevronnée comptant plus de 30 ans d'expérience dans les domaines des ressources humaines et des services financiers, à la fois au Canada et aux États-Unis, M^{me} Sharman a joué un rôle de premier plan dans le façonnement d'une culture d'inclusion et de collaboration à la CIBC, visant à donner aux employés les moyens et les possibilités de réaliser leur plein potentiel. M^{me} Sharman a assumé la direction des ressources humaines à la CIBC en 2014, et a pris en charge les communications et affaires publiques en 2017. Depuis lors, son portefeuille s'est élargi pour englober les objectifs, la marque, le marketing et, plus récemment, l'immobilier de l'entreprise. M^{me} Sharman est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Dalhousie.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Sarah A. Slusser Washington, États-Unis	2021	M[me] Slusser est chef de la direction de Cypress Creek Renewables, LLC (« Cypress Creek »), société indépendante de production et de stockage d'énergie solaire qui développe, détient et exploite des projets aux États-Unis. Cypress Creek est propriétaire d'un parc solaire en exploitation de 1 600 MW et détient un pipeline de développement de 7 000 MW. Elle est entrée au service de Cypress Creek à titre de chef de la direction en 2019 pour repositionner la société de manière à assurer sa croissance durable. Avant de se joindre à Cypress Creek, elle a fondé Point Reyes Energy Partners, LLC, société de développement et d'experts-conseils axée sur la production et le stockage de l'énergie solaire, où elle a fourni des conseils stratégiques à bon nombre de grandes sociétés du secteur de l'énergie renouvelable. Elle demeure associée fondatrice de Point Reyes Energy Partners, LLC. Auparavant, elle a cofondé GeoGlobal Energy LLC, société d'énergie géothermique exerçant des activités aux États-Unis, au Chili et en Allemagne, qui a été vendue à son principal investisseur en 2015. Avant de cofonder GeoGlobal Energy LLC, M[me] Slusser a travaillé pendant 21 ans au sein de AES Corporation, où elle a gravi les échelons de la haute direction. Avant de quitter AES Corporation, elle était première vice-présidente et directrice générale relevant directement du chef de la direction et elle a dirigé le groupe des fusions et acquisitions d'entreprises de AES Corporation. Elle a été présidente de l'une des huit divisions de AES qui était responsable de l'ensemble des activités de développement, de construction et d'exploitation dans les Caraïbes, au Mexique et Amérique centrale. M[me] Slusser est titulaire d'un baccalauréat en géologie (avec distinction) de l'Université Harvard et d'une maîtrise en administration des affaires de la Yale School of Management. Elle est membre du conseil d'administration de la Redwood Foundation, fondation familiale qui soutient l'éducation et l'environnement, et de Our Food Chain, organisme à but non lucratif qui fait la promotion d'une saine alimentation.

Dirigeants

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 23 février 2022, de même que leur poste et leurs fonctions principales.

Nom	Fonctions principales	Résidence
John H. Kousinioris	Président et chef de la direction	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Vice-président directeur, Finances et chef des finances	Alberta, Canada
Jane N. Fedoretz	Vice-présidente directrice, Ressources humaines, gestion des talents et transformation	Alberta, Canada
Kerry O'Reilly Wilks	Vice-président directeur, Services juridiques, affaires commerciales et externes	Alberta, Canada
Michael J. Novelli	Vice-président directeur, Production	Alberta, Canada
Blain van Melle	Vice-président directeur, secteur de l'Alberta	Alberta, Canada
Aron Willis	Vice-président directeur, Croissance	Alberta, Canada
Shasta R. Kadonaga	Vice-présidente directrice, Services partagés	Alberta, Canada
Brent V. Ward	Vice-président directeur, Fusions et acquisitions, stratégie et trésorier	Alberta, Canada

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

- Le 1er avril 2021, M. Kousinioris a été nommé au poste de président et chef de la direction. Avant avril 2021, il était chef de l'exploitation de TransAlta. Avant août 2019, M. Kousinioris était chef du développement de TransAlta. Avant juillet 2018, il était chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de la Société.
- Avant février 2021, M. Stack était chef des finances de TransAlta. Avant mai 2019, il était directeur général et contrôleur. Avant février 2017, M Stack était directeur général et trésorier de TransAlta. Avant octobre 2015, il était vice-président et trésorier de TransAlta. Avant novembre 2012, il était trésorier de TransAlta.
- Avant février 2021, Mme Fedoretz était chef de la gestion des talents et de la transformation de TransAlta. Avant novembre 2018, elle était conseillère juridique au sein du groupe de l'énergie chez Blake, Cassels & Graydon S.E.N.C.R.L./s.r.l.
- Avant février 2021, Mme O'Reilly Wilks était chef des services juridiques et des affaires réglementaires et externes de TransAlta. Avant août 2019, elle était chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta. Avant novembre 2018, Mme O'Reilly Wilks était chef des services juridiques, Atlantique Nord et R.-U., au sein de Vale S.A. (entreprise de métaux de base).
- Avant mai 2020, M. Novelli était chef de l'exploitation d'InterGen, société mondiale indépendante de production d'électricité et d'aménagement d'installations énergétiques. Avant 2016, il était vice-président et directeur général chez InterGen. Avant 2015, M. Novelli était vice-président, Activités mondiales et ingénierie chez InterGen.
- Avant février 2021, M. van Melle était vice-président principal, Opérations et activités commerciales de TransAlta. Avant août 2019, il était directeur général et négociateur en chef de TransAlta.
- Avant février 2021, M. Willis était vice-président principal, Croissance de TransAlta. Avant août 2019, il était vice-président principal, Croissance et activités commerciales de TransAlta. Avant avril 2019, M. Willis était vice-président principal, Opérations commerciales, gazières et énergies renouvelables de TransAlta. Avant juillet 2018, M. Willis était vice-président principal, Gaz et énergies renouvelables de TransAlta.
- Avant décembre 2020, Mme Kadonaga était directrice générale, Services d'exploitation de TransAlta, gestionnaire, Services d'exploitation de TransAlta.
- Avant février 2021, M. Ward était directeur général et trésorier de TransAlta.

Au 23 février 2022, les administrateurs et les membres de la haute direction de TransAlta, en tant que groupe, avaient la propriété véritable, directement ou indirectement, de moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation ou exerçaient directement ou indirectement une emprise sur moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation.

Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes

Aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de TransAlta, ni aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de nos actions ordinaires ou qui exerce une emprise sur plus de 10 % de ces actions, ni aucune personne qui a des liens avec eux ou qui est membre du même groupe qu'eux n'a ni n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération touchant TransAlta au cours des trois derniers exercices clos ou jusqu'à ce jour en 2022 ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous.

Dans le cadre de l'investissement de Brookfield, Brookfield a proposé les candidatures de MM. Richard Legault et Harry Goldgut, qui ont été élus au conseil le 26 avril 2019. Le 4 mai 2021, M. Legault a démissionné du conseil et M. James Reid a été élu comme candidat de Brookfield. Voir la rubrique « *Administrateurs et dirigeants* » de la présente notice annuelle. Brookfield a également droit à certains frais de financement, à des honoraires de gestion, à des intérêts ainsi qu'à des dividendes relativement à son investissement de 750 M$. Voir également les rubriques « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices – Production et expansion des affaires – 2019 – Investissement stratégique de Brookfield Renewable Partners* » et « *Structure du capital et des emprunts – Convention d'investissement et convention d'échange et d'option* » de la présente notice annuelle.

Prêts aux administrateurs et aux membres de la haute direction

Depuis le 1er janvier 2021, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucune des personnes qui ont des liens avec ces administrateurs, candidats ou membres de la haute direction n'a de dette envers TransAlta.

Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

Interdictions d'opérations et faillites

Sauf indication contraire ci-dessous, 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 :

- a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
- après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction;
- dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec ses créanciers ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

M. Reid est administrateur de Second Wave Petroleum Inc. (« SWP »), une société privée d'exploration et de production de pétrole et de gaz. Le 30 juin 2017, SWP a fait une cession en faillite en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada) (« la LFI »). Le 7 septembre 2017, SWP a fait une proposition en vertu de la LFI et le 5 octobre 2017, la proposition a été approuvée par la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta et la faillite a été annulée.

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 la Société :

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

Contrats importants

À l'exception de ceux qui sont conclus dans le cours normal des activités, les contrats qui suivent sont, de l'avis de la Société, les contrats importants auxquels la Société ou ses filiales sont parties. Le détail de ces contrats figure ailleurs dans la présente notice annuelle :

- La convention d'investissement – Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts – Convention d'investissement et convention d'échange et d'option* » de la présente notice annuelle.
- La convention d'échange et d'option – Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts – Convention d'investissement et convention d'échange et d'option* » de la présente notice annuelle.
- La convention relative aux droits d'inscription – Voir la rubrique « *Structure du capital – Convention relative aux droits d'inscription* » de la présente notice annuelle.
- L'accord relatif à l'abandon du charbon - Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Secteur Énergie thermique en Alberta – Accord relatif à l'abandon du charbon* » de la présente notice annuelle.

Conflits d'intérêts

Il pourrait arriver que des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta. Rien ne saurait garantir que nous en serons informés par ces membres du conseil. Néanmoins, notre politique prévoit que chaque administrateur et chaque membre de la haute direction doivent se conformer aux obligations de communication d'information imposées par la LCSA en ce qui concerne les intérêts importants. Si un administrateur déclare un intérêt important, il ne peut voter sur la question si celle-ci fait l'objet d'un vote du conseil. De plus, l'administrateur ou le membre de la haute direction qui fait une déclaration d'intérêt important peut être prié de se retirer de la réunion ou de l'assemblée à laquelle cette question fait l'objet de délibérations.

Poursuites et application de la loi

TransAlta est parfois désignée en tant que partie dans diverses réclamations et poursuites judiciaires dans le cours normal de ses activités. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris sa nature, la somme en litige ou réclamée et la disponibilité d'une couverture d'assurance. Rien ne garantit qu'une réclamation donnée sera résolue en notre faveur ou qu'elle n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta. Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter à la note 36 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Différends avec FMG à la centrale de South Hedland

Le 2 mai 2021, la Société est parvenue à un règlement conditionnel avec FMG. Le règlement a été conclu et les poursuites ont été officiellement rejetées par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 7 décembre 2021. Le règlement a fait en sorte que FMG demeure un client de l'installation de South Hedland.

Poursuite de Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario désignant comme défendeurs la Société, les membres du conseil d'administration de la Société en poste à cette date et Brookfield.

Mangrove tentait de faire annuler la transaction de Brookfield de 2019. Les parties ont conclu un règlement confidentiel et la poursuite a été interrompue devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

Appel de la dispense pour cause de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le Balancing Pool et ENMAX tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel a été entendu le 8 juillet 2021. Après l'audience, le conseil d'ENMAX a soulevé des préoccupations selon lesquelles l'un des trois juges du tribunal d'appel était distrait pendant l'audience. La juge s'est depuis récusée de l'audience et les parties ont présenté des observations sur la question de savoir si les deux autres juges peuvent continuer de rendre la décision ou si une nouvelle audience est nécessaire. Le 8 novembre 2021, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision et a ordonné que l'appel soit entendu à nouveau par une nouvelle formation de trois personnes de la Cour d'appel, et cet appel a été entendu à nouveau le 27 janvier 2022. La Société estime toujours que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité nº 1 de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure aux termes du CAE de l'Alberta. ENMAX, l'acheteur aux termes du CAE de l'Alberta à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties ont conclu un règlement confidentiel le 21 avril 2021, et cette question est maintenant réglée.

Crédits de rendement en matière d'émissions au titre des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques (« CAE des centrales hydroélectriques »)

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions, gagnés par les centrales hydroélectriques aux termes du règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* de 2018 à 2020, inclusivement. Le Balancing Pool revendique la propriété des CRE parce qu'il estime que la modification des dispositions législatives en vertu du CAE hydroélectrique exige que les CRE soient transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a reçu aucun avantage des CRE ou de toute prétendue modification de la loi et estime que le Balancing Pool n'a aucun droit sur ces crédits. L'arbitrage a commencé et l'audience est prévue du 6 au 10 février 2023.

Litige concernant la cogénération à Kaybob 3

La Société est partie à un litige avec Energy Transfer Canada ULC, auparavant SemCAMS Midstream ULC (« ET Canada ») en lien avec la prétendue résiliation par ET Canada des ententes entre les parties portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'installation de traitement de gaz acide nº 3 de Kaybob South. La Société a entrepris un arbitrage en vue d'obtenir une indemnité entière pour la résiliation injustifiée des conventions par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les contrats ont été résiliés légalement. Une audience est prévue pour deux semaines à compter du 9 janvier 2023.

Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois incidents distincts à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de l'approvisionnement en vapeur pour ses clients industriels. En conséquence, les clients ont présenté des demandes de dommages-intérêts liquidés. De telles perturbations de l'approvisionnement en vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La Société a mené une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents,laquelle a permis de conclure que les trois interruptions de service ne constituent pas des cas de force majeure. Par conséquent, des dommages-intérêts liquidés à hauteur d'un montant déterminé par les conventions applicables sont payables par TransAlta aux clients pour les trois interruptions de service.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'AUC pour obtenir paiement, par le Balancing Pool, des coûts de démantèlement de l'unité A de Sundance qu'elle a engagés, y compris sa quote-part des coûts de la mine de Highvale. Le Balancing Pool et l'Utilities

Consumer Advocate participent en tant qu'intervenants, car ils contestent les coûts de démantèlement réclamés par TransAlta. En raison de divers facteurs, dont la pandémie de COVID-19 et d'importantes demandes d'informations de la part du Balancing Pool, la requête a été retardée. Bien qu'aucune date d'audience n'ait été fixée, la demande sera probablement entendue à la fin de 2022 ou au début de 2023. TransAlta s'attend à recevoir un paiement du Balancing Pool pour ses coûts de démantèlement, mais le montant qui sera accordé par l'AUC est incertain.

Procédure de règlement sur les pertes en ligne liées au transport d'électricité

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement depuis 2006 les pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour les années 2006 à 2016. L'AUC a approuvé un processus de règlement des factures et les trois règlements prévus ont été reçus. Les deux premières factures ont été réglées au premier trimestre de 2021 et la troisième a été réglée au deuxième trimestre de 2021. Les factures d'ajustement émises par l'AESO au quatrième trimestre 2021 étaient réglées au 31 décembre 2021, et aucune autre facture n'est prévue.

Requête visant le compte de report de capital directement affecté

AltaLink Management Ltd. (« AltaLink ») et TransAlta (à titre de requérante secondaire) ont déposé une requête auprès de l'AUC pour recouvrer les coûts engagés de 2016 à 2018 au titre de son compte de report de capital directement affecté pour la modernisation de la ligne 240 kV du projet de la région d'Edmonton. L'AUC a rejeté 15 % (environ 3 millions de dollars) de la somme qui serait revenue à TransAlta. TransAlta a contesté cette conclusion et a déposé une demande de permission d'en appeler auprès de la Cour d'appel et une demande de révision et de modification auprès de l'AUC. L'AUC a rejeté la demande le 22 avril 2021. La permission d'en appeler a par la suite été retirée le 5 juillet 2021, ce qui met fin à cette affaire.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc. est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires et de nos actions de série A, de nos actions de série B, de nos actions de série C, de nos actions de série E et de nos actions de série G. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver, à Calgary, à Toronto, à Montréal et à Halifax. Les actions de série A, les actions de série B, les actions de série C, les actions de série E et les actions de série G sont transférables à Calgary et à Toronto. Computershare Trust Company, à son établissement principal de Jersey City, au New Jersey, est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires aux États-Unis.

Intérêts des experts

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

Nos auditeurs, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., sont indépendants de la Société au sens des règles de conduite professionnelle de l'institut des comptables professionnels agréés de l'Alberta et en conformité avec la règle 3520 du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis.

Renseignements supplémentaires

De plus amples renseignements concernant TransAlta sont accessibles sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov, sous le profil de TransAlta.

De plus amples renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs de nos titres et les titres pouvant être émis en vertu de plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres (le cas échéant), figurent dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction relative à la plus récente assemblée annuelle des actionnaires qui comportait l'élection des administrateurs, circulaire qui peut être obtenue sur demande auprès de notre service des Relations avec les investisseurs ou être consultée sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date ainsi que dans le rapport annuel de gestion connexe, chacun

de ces documents étant intégré par renvoi dans la présente notice annuelle. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvo*i » de la présente notice annuelle.

Comité d'audit, des finances et des risques

Dispositions générales

Les membres du comité d'audit, des finances et des risques (le « CAFR ») de TransAlta respectent les exigences d'indépendance prévues par le *Règlement 52-110* sur le comité d'audit des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, l'*article 303A des règles de la NYSE* et la *Rule 10A-3* prise en application de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*. Selon ses règles, le CAFR doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants. À l'heure actuelle, le CAFR est constitué de quatre membres indépendants : Beverlee F. Park (présidente), Alan J. Fohrer, Thomas M. O'Flynn et Bryan D. Pinney.

Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil a conclu et agissent à titre d'« experts financiers du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

Mandat du comité d'audit, des finances et des risques

Le CAFR aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant :

- à l'intégrité des états financiers et du processus d'information financière de la Société;
- aux systèmes de contrôles financiers internes et de contrôles de la communication de l'information établis par la direction;
- au processus de détermination et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques;
- à la fonction d'audit interne;
- à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires;
- aux compétences, à l'indépendance et à la performance de l'auditeur externe.

Dans le cadre de ce mandat, il revient au CAFR d'assurer des voies de communication entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

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

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

Le CAFR doit également désigner au moins un membre à titre d'« expert financier du comité d'audit ». La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« experts financiers du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que ces personnes utiliseront dans l'exercice de leurs fonctions au sein du CAFR. Cette désignation n'impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres membres du CAFR et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

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

Règles du comité d'audit, des finances et des risques

Les règles du CAFR figurent à l'annexe A.

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

Le tableau ci-après résume brièvement la formation ou l'expérience de chaque membre du CAFR qui est utile aux responsabilités dont il doit s'acquitter en tant que membre du CAFR, y compris toute formation ou expérience lui ayant procuré une compréhension des principes comptables que nous utilisons pour préparer nos états financiers annuels et intermédiaires.

Nom du membre du CAFR	Formation et expérience pertinentes
Alan J. Fohrer	Avant de prendre sa retraite en décembre 2010, M. Fohrer était président du conseil et chef de la direction de la SCEC, filiale d'Edison et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCEC. Il siège également au comité d'audit de la société ouverte PNM Resources, Inc. M. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University à Los Angeles.
Thomas M. O'Flynn	M. O'Flynn est le directeur financier de Powin Energy, une entité dans laquelle Energy Impact Partners LP (un fonds privé de technologie énergétique) est un investisseur majeur. Auparavant, M. O'Flynn a été chef de la direction et chef des placements à The AES Corporation, vice-président directeur et chef des finances de Public Service Enterprise Group Incorporated et chef du secteur North American Power chez Morgan Stanley. M. O'Flynn est titulaire d'un baccalauréat en économie de la Northwestern University et d'une maîtrise en administration des affaires spécialisée en finances de la University of Chicago.
Beverlee F. Park (présidente)	M^{me} Park a de l'expérience comme membre de la haute direction dans un éventail de secteurs, dont les produits forestiers, l'expédition, les mines, le transport, l'immobilier et le transport d'électricité. M^{me} Park a travaillé pour TimberWest Forest Corp. pendant 17 ans, son dernier poste étant celui de chef de l'exploitation. Pendant cette période, elle y a également occupé les postes de chef de la direction par intérim, de présidente de la division immobilière (Couverdon Real Estate) et de vice-présidente à la direction et chef des finances. M^{me} Park est actuellement administratrice de SSR Mining Inc., dont elle préside le comité d'audit. Elle était auparavant administratrice de Teekay LNG Partners, d'InTransit BC et de BC Transmission Corp et présidait le comité d'audit du conseil d'administration de toutes ces sociétés. M^{me} Park est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de l'Université McGill et d'une maîtrise en administration des affaires du programme de cadres de direction de l'Université Simon Fraser. Elle est comptable agréée, ainsi que Fellow de l'Institute of Chartered Accountants de la Colombie-Britannique depuis 2011.

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

Autres comités du conseil

En plus du CAFR, TransAlta possède trois autres comités permanents : le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable, le comité des ressources humaines et le comité de la performance des investissements. Les membres de ces comités en date du 31 décembre 2021 sont les suivants :

Comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable

Présidente : Rona H. Ambrose
Sandra R. Sharman
Laura W. Folse
Alan J. Fohrer

Comité des ressources humaines

Président : Bryan D. Pinney
Rona H. Ambrose
Sandra R. Sharman
Beverlee F. Park
Sarah A. Slusser

Comité de la performance des investissements

Présidente : Laura W. Folse
Thomas M. O'Flynn
Harry Goldgut
James Reid
Sarah A. Slusser

On peut consulter les règles du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable, du comité des ressources humaines et du comité de la performance des investissements sur le site Web de TransAlta à l'adresse www.transalta.com, sous l'onglet « Governance/Board Committees ». Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements au sujet du conseil et de notre gouvernance sur notre site Web ou dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction, qui est déposée sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

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

Pour les exercices clos le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2020, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres du même groupe qu'elle ont facturé 3 724 342 $ et 4 253 798 $, respectivement, répartis comme suit :

Exercice clos le 31 décembre	**2021**	**2020**
Honoraires d'audit[1)]	2 453 917 $	2 273 888 $
Honoraires pour services liés à l'audit[1)2)]	1 270 425	1 122 771
Honoraires pour services fiscaux	–	857 139
Autres honoraires	–	–
Total	3 724 342 **$**	4 253 798 **$**

1) Les chiffres comparatifs ont été reclassés pour les rendre conformes à la classification des honoraires des périodes considérées.

2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent des honoraires de 844 167 $ (722 733 $ en 2020) facturés à TransAlta Renewables.

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2021 ni en 2020.

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

Honoraires d'audit

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

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les honoraires pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou à l'examen de nos états financiers qui ne sont pas compris dans les honoraires d'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. En 2021 et en 2020, nous avons inclus les honoraires facturés à TransAlta Renewables, filiale contrôlée par TransAlta dont les résultats sont consolidés avec ceux de TransAlta.

Honoraires pour services fiscaux

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

Autres honoraires

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

Politiques et procédures d'approbation préalable

Le CAFR s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services autres que d'audit était compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur. En mai 2002, le CAFR a adopté une politique qui interdit à TransAlta de retenir les services de l'auditeur pour des catégories « interdites » de services non liés à l'audit et qui exige l'approbation préalable du CAFR pour les autres catégories « permises » de services non liés à l'audit, ces catégories étant établies conformément à la loi *Sarbanes-Oxley*. Cette politique prévoit également que le président du CAFR peut approuver des services non liés à l'audit autorisés pendant le trimestre et en faire rapport au CAFR au moment de sa prochaine réunion prévue au calendrier.

Annexe A

TransAlta Corporation

(la « Société »)

Règles du comité d'audit, des finances et des risques

A. Création du comité et procédures

1. Composition du comité

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

2. Nomination des membres du comité

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

3. Vacances

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

4. Président du comité

Le conseil doit nommer un président du comité, sur recommandation du CGSDD.

5. Absence du président du comité

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

6. Secrétaire du comité

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

7. Réunions

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

Le comité doit également tenir des séances à huis clos.

8. Quorum

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

9. Avis de convocation aux réunions

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

10. Présence aux réunions

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

11. Procédure, registres et rapports

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

12. Examen 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. Toutes les modifications proposées par le comité sont soumises à l'examen et à l'approbation du CGSDD et du conseil.

13. Experts externes et conseillers

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

B. Fonctions et responsabilités du président

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

Le président est responsable de ce qui suit :

1. Présider les réunions du comité et s'assurer que le comité est dûment organisé, de sorte qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte de ses obligations et responsabilités.

2. Établir la fréquence des réunions du comité, convoquer dûment ces réunions et confirmer qu'il y a quorum, au besoin.

3. Travailler avec le chef de la direction, le chef des finances, le secrétaire et le secrétaire adjoint, selon le cas, à la mise au point des ordres du jour et des documents connexes en vue des réunions.

4. Assumer la direction du comité et aider celui-ci à s'assurer qu'il s'acquitte dûment de ses obligations et responsabilités en temps opportun.

5. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.

Le président du comité examine toutes les allocations de dépenses et les avantages indirects du président du conseil et du chef de la direction au moins une fois par trimestre afin de s'assurer du respect des politiques de la Société et en rend compte au comité annuellement.

C. Mandat général du comité

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

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

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

Le comité doit également désigner au moins un membre à titre d'« expert financier du comité d'audit ». La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« experts financiers du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que ces personnes utiliseront dans l'exercice de leurs fonctions au sein du comité. La

désignation d'« *expert financier du comité d'audit* » n'impose aucun devoir ni aucune obligation ou responsabilité qui soient plus exigeants que les devoirs, obligations ou responsabilités imposés à un autre membre d'un comité du conseil qui n'a pas reçu cette désignation.

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

D. Fonctions et responsabilités du comité

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

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

a) Examine avec la direction et l'auditeur externe le processus de présentation de l'information financière de la Société, le travail étant effectué parallèlement à l'audit annuel et à la préparation des états financiers, notamment le plan d'audit annuel de l'auditeur externe, le jugement de l'auditeur externe quant à la qualité, et pas seulement quant à l'acceptabilité, et au caractère approprié des principes comptables de la Société tels qu'ils sont appliqués à son information financière et le caractère plus ou moins audacieux ou prudent des principes comptables de la Société et des estimations sous-jacentes de la Société;

b) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers annuels audités de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant, et recommande leur approbation au conseil en vue de leur diffusion publique;

c) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers intermédiaires de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant, et approuve leur diffusion publique, au besoin;

d) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité examine ce qui suit et en discute avec la direction et l'auditeur externe :

i) les changements touchant les principes, méthodes ou conventions comptables eu égard à leur applicabilité à l'entreprise et à leur incidence financière;

ii) les méthodes suivies par la direction pour la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;

iii) l'utilisation de l'information « pro forma » ou « non comparable » ainsi que le rapprochement applicable;

iv) les autres traitements possibles de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions entre la direction et l'auditeur, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur externe;

v) l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation du rapport périodique/annuel pertinent déposé auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières afin de s'assurer que l'information devant être communiquée est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information et des systèmes de contrôle interne de l'information financière la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la Société est signalée au comité;

e) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité doit également, avec l'auditeur externe :

i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;

ii) s'assurer qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;

f) Examine trimestriellement avec la haute direction, le chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire (ou, au besoin, des conseillers juridiques externes) et les auditeurs interne et externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;

g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;

h) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la Société.

B) Fonctions et responsabilités relatives à l'auditeur externe

a) Le comité est directement responsable de la rémunération et de la surveillance de l'auditeur externe, y compris la nomination de l'auditeur externe du conseil par les actionnaires à l'assemblée générale annuelle de la Société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :

i) examine et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;

ii) examine et approuve le mode et le montant de la rémunération de l'auditeur externe et s'assure que la Société a fourni les fonds nécessaires au paiement de la rémunération de l'auditeur externe;

iii) sous réserve de la délégation accordée au président du comité, préapprouve la prestation de tous les services liés à l'audit, y compris tous les services non liés à

l'audit non interdits rendus par l'auditeur externe. Le président du comité est autorisé à approuver tous les services liés à l'audit, y compris les services non liés à l'audit non interdits, rendus par l'auditeur externe et doit faire rapport de toutes ces approbations au comité à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra;

iv) examine et analyse chaque année avec l'auditeur externe les relations que l'auditeur externe et les membres de son groupe ont avec la Société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance de l'auditeur externe, notamment a) la demande, la réception et l'examen, au moins une fois par année, d'une déclaration écrite officielle de l'auditeur externe définissant toutes les relations raisonnablement susceptibles de compromettre son indépendance par rapport à la Société; b) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations ou les services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre son objectivité ou son scepticisme; c) un examen avec l'auditeur externe de l'expérience et des compétences du personnel-cadre qui assure la prestation des services d'audit à la Société; d) un examen des procédures de contrôle de la qualité de l'auditeur externe, y compris l'obtention de la confirmation que l'auditeur externe respecte les exigences d'inscription des autorités de réglementation du Canada et des États-Unis; et e) une évaluation de la communication et de l'interaction avec l'auditeur externe, y compris en ce qui concerne la qualité du service;

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

vi) informe l'auditeur externe et la direction que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa;

vii) informe l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité en tant que représentant des actionnaires de la Société;

viii) au moins chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion à toute enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours

des cinq derniers exercices à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par l'auditeur externe ainsi qu'aux mesures prises à cet égard.

C) Fonctions et responsabilités liées à la planification financière

a) Examine l'émission et le rachat de titres (y compris l'examen de tous les documents déposés afin de réaliser les émissions ou les rachats), les limites et les engagements financiers ainsi que tout changement important sous-jacent à l'un de ces engagements de la Société et formule des recommandations au conseil à des fins d'approbation;

b) Examine chaque année le plan fiscal annuel de la Société;

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

d) Examine chaque année avec la direction le plan de financement général de la Société à l'appui du plan de dépenses en immobilisations et des prévisions budgétaires générales et prévisions à moyen terme de la Société;

e) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard des prévisions de résultat et de l'information financière devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions.

2. Audit interne

a) Approuve la décision d'impartir la fonction d'audit interne et, le cas échéant, approuve le cabinet d'audit devant exécuter ces services d'audit interne; toutefois, en aucun cas les services de l'auditeur externe ne doivent être retenus pour exécuter également la fonction d'audit interne;

b) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et recommandations importants de l'auditeur interne concernant des questions d'audit interne, de même que la réponse de la direction à cet égard;

c) Examine chaque année la portée et les plans d'attribution du travail du groupe d'audit interne, le caractère adéquat des ressources du groupe et l'accès de l'auditeur interne aux dossiers, aux biens et au personnel de la Société;

d) Reconnaît et informe la haute direction que l'auditeur interne doit avoir libre accès au comité, et vice versa;

e) Rencontre séparément la direction, l'auditeur externe et l'auditeur interne afin d'examiner les questions et préoccupations concernant les audits et l'information financière;

f) Examine avec la haute direction financière de la Société et le groupe d'audit interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures de la Société;

g) Recommande au comité des ressources humaines la nomination, la cessation d'emploi ou le transfert du responsable de l'audit interne; toutefois, si la fonction d'audit interne a été ou

est impartie à un cabinet d'audit, le comité approuve lui-même la nomination, la fin des services ou le transfert de ce cabinet d'audit.

3. Gestion des risques

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

Le comité :

a) Examine au moins trimestriellement l'évaluation que la direction fait des principaux risques auxquels la Société est exposée; discute avec la direction des méthodes de détermination de ces risques et de l'efficacité des politiques et procédures d'atténuation de ces risques et/ou de lutte contre ceux-ci;

b) Reçoit et examine la mise à jour trimestrielle faite par la direction concernant les risques, y compris une mise à jour portant sur les risques résiduels;

c) Examine le cadre de gestion du risque à l'échelle de l'entreprise et la méthode de communication des risques de la Société;

d) Examine chaque année les politiques de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base de la Société et approuve les changements apportés à ces politiques;

e) Revoit et approuve les lignes directrices, le programme stratégique de couverture et la tolérance aux risques de la Société;

f) Examine et surveille trimestriellement les résultats des activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base, y compris les stratégies relatives au risque lié aux devises et aux taux d'intérêt, le risque de crédit de la contrepartie et l'utilisation d'instruments dérivés;

g) Examine le programme d'assurance annuel de la Société, y compris la philosophie de conservation de risques et les programmes de protection contre les risques possibles et contre la responsabilité de la Société;

h) Examine périodiquement les rôles et responsabilités respectifs de l'auditeur externe, du service d'audit interne et des conseillers juridiques internes et externes concernant la gestion des risques et examine leur résultat dans le cadre de ces rôles et responsabilités;

i) Chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil et procède à un examen avec celui-ci en ce qui concerne :

   i) les principaux risques auxquels la Société est exposée et la tolérance générale aux risques ou le profil général de risque de la Société;

   ii) les stratégies de la Société pour faire face à son profil de risque;

iii) les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ou atténuer les principaux risques;

iv) l'efficacité globale du processus et du programme de gestion des risques de l'entreprise.

4. Gouvernance

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

a) Pour le compte du comité, le président examine toute l'information communiquée au public, y compris l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société, avant qu'elle ne soit publiée;

b) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et de la conformité et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;

c) Discute avec l'auditeur externe de son impression au sujet du personnel des finances et de la comptabilité de la Société, des recommandations que l'auditeur externe peut avoir, y compris celles contenues dans la lettre de recommandation, 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 recommandation de l'auditeur externe ainsi que des réponses écrites de la direction s'y rapportant;

d) Examine avec la direction, l'auditeur externe et le conseiller juridique interne (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou avoir été divulguées dans les états financiers;

e) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin;

f) Examine chaque année la politique de communication de l'information et la politique relative aux médias sociaux de la Société pour s'assurer de leur conformité constante à la loi et aux principes de communication de l'information de la Société.

B) Gouvernance des régimes de retraite

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

b) Avec le comité des ressources humaines du conseil, examine au moins une fois par année, et au besoin, la gouvernance générale des régimes de retraite de la Société, approuvant les objectifs généraux des régimes, l'énoncé de la politique de placement et la nomination des gestionnaires de placements et en faisant rapport au conseil chaque année.

C) *Technologie de l'information – Cybersécurité*

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

b) Examine chaque année les programmes de cybersécurité de la Société et leur efficacité. Reçoit une mise à jour sur le programme de conformité de la Société en ce qui concerne les cybermenaces et la cybersécurité.

D) *Responsabilités administratives*

a) Examine l'audit annuel des allocations de dépenses et des avantages indirects des administrateurs, du chef de la direction et des personnes sous la responsabilité directe du chef de la direction et leur utilisation des biens de la Société;

b) Établit les procédures en matière de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues concernant le droit des valeurs mobilières, la comptabilité, les contrôles comptables internes, les questions d'audit ou d'information financière ou les violations potentielles de principes éthiques ou de lois;

c) Examine tous les incidents, les plaintes ou l'information communiqués, par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique, au comité ou ayant trait à de graves violations potentielles ou présumées de lois sur les valeurs mobilières, de principes comptables, de contrôles comptables internes, de questions d'audit ou d'information financière et toutes graves violations de principes éthiques ou de lois;

d) Établit des procédures en vue de la tenue d'enquêtes concernant les plaintes ou les allégations et, en cas de plaintes ou d'allégations potentiellement graves, fait rapport au conseil à ce sujet et s'assure que les mesures qui s'imposent sont prises, s'il y a lieu, pour régler la question;

e) Se penche sur toute opération entre parties liées et recommande au besoin qu'elle soit soumise à un comité permanent ou à un comité spécial ad hoc chargé d'aider le conseil à l'examiner;

f) Examine et approuve la politique de la Société en matière d'embauche des employés ou des anciens employés de l'auditeur externe et contrôle la conformité de la Société à cette politique;

g) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

E. Conformité et pouvoirs du comité

a) Les responsabilités du comité sont conformes aux lois et aux règlements canadiens applicables, par exemple, les règles des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, et aux exigences en matière de présentation de l'information et d'inscription de la Bourse de Toronto qui sont en vigueur à la date des présentes. De plus, les présentes règles sont conformes aux lois américaines applicables, par exemple, la loi Sarbanes-Oxley et les lois et règlements adoptés en application de cette loi, et aux normes de gouvernance de la New York Stock Exchange qui sont en vigueur à la date des présentes.

b) Le comité peut, à la demande du conseil ou de son propre chef, faire enquête sur d'autres questions s'il le juge nécessaire ou souhaitable dans l'exercice de son mandat.

Annexe B

Glossaire

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

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

« **accord relatif à l'abandon du charbon** » désigne l'accord relatif à l'abandon du charbon conclu en date du 24 novembre 2016 entre, notamment, TransAlta et Sa Majesté la Reine du chef de l'Alberta;

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

« **BAIIA** » désigne le bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement;

« **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. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1er juin 2003) et le *Balancing Pool Regulation*. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca;

« **CAE de l'Alberta** » désigne le contrat d'achat d'électricité de l'Alberta, à savoir un contrat à long terme établi par règlement pour la vente, à des acheteurs visés par un CAE, de l'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées;

« **CAE de Renewables** » désigne les contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec certaines filiales de TransAlta Renewables qui prévoient l'achat par TransAlta, à prix fixe, de la totalité de l'électricité produite par ces filiales;

« **CAE** » désigne un contrat d'achat d'électricité;

« **capacité nette** » désigne la capacité maximale ou la capacité nominale effective, modifiée pour tenir compte des limites ambiantes, qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service de la centrale et aux besoins auxiliaires;

« **capacité** » désigne la capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts;

« **cas de force majeure** » désigne littéralement une « force majeure ». Il s'agit d'un type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat;

« **chaudière** » désigne un appareil produisant de la vapeur destinée à la production d'énergie, à l'utilisation industrielle ou au chauffage ou produisant de l'eau chaude destinée au chauffage ou à l'alimentation en eau chaude. La chaleur dégagée par la source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans les tubes se trouvant dans l'enveloppe de la chaudière;

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

« **cogénération** » désigne une centrale produisant de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (par ex. chaleur ou vapeur) servant à des fins industrielles ou commerciales ou au chauffage ou à la réfrigération;

« **cycle combiné** » désigne une technologie de production d'électricité selon laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur sortant des turbines est acheminée à une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur pour la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité;

« **disponibilité** » désigne une mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant lequel une unité peut produire de l'électricité, qu'elle le fasse ou non;

« **émissions atmosphériques** » désigne les substances libérées dans l'atmosphère par des activités industrielles. Dans le cas du secteur des centrales à combustible fossile, les émissions atmosphériques les plus courantes sont le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, le mercure et les GES;

« **éq. CO2/GWh** » désigne l'équivalent en dioxyde de carbone par gigawattheure;

« **éq. CO2/MWh** » désigne l'équivalent en dioxyde de carbone par mégawattheure;

« **ESG** » désigne l'environnement, le développement durable et la gouvernance;

« **GES** » désigne les gaz à effet de serre ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les hydrocarbures perfluorés;

« **Gigawatt** » désigne une unité de puissance électrique équivalant à 1 000 MW;

« **GWh** » désigne un gigawattheure, à savoir une mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure;

« **LTPGES** » désigne la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (Canada);

« **MW** » désigne un mégawatt, à savoir une unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 watts;

« **MWh** » désigne un mégawattheure, à savoir une mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 000 watts en une heure;

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

« **STFR** » désigne la Norme selon le système de tarification fondé sur le rendement;

« **TA Cogen** » désigne TransAlta Cogénération LP;

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto;