

The image features a dark blue background with large, overlapping, curved shapes in shades of light blue and green. The TransAlta logo is prominently displayed at the top in a light blue, lowercase, sans-serif font. Below the logo, the text 'TransAlta Corporation' and 'Notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022' is centered in white. The date '22 février 2023' is also centered below. At the bottom, the slogan 'Énergiser l'avenir.' is written in a bold, dark blue font, centered within a light blue curved shape.

transalta™

TransAlta Corporation
Notice annuelle pour l'exercice clos le
31 décembre 2022

22 février 2023

Énergiser l'avenir.

Sommaire

3	PRÉSENTATION DE L'INFORMATION
3	MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS
5	DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI
5	STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ
7	APERÇU
12	DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ
20	ACTIVITÉS DE TRANSALTA
46	GESTION DU RISQUE ENVIRONNEMENTAL
50	FACTEURS DE RISQUE
67	EMPLOYÉS
67	STRUCTURE DU CAPITAL ET DES EMPRUNTS
82	NOTATIONS
84	DIVIDENDES
88	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES
95	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS
106	MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉES DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES
106	PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION
106	INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS
107	CONTRATS IMPORTANTS
107	CONFLITS D'INTÉRÊTS
107	POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI
108	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES
108	INTÉRÊTS DES EXPERTS
109	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES
109	COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES
A-1	RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT, DES FINANCES ET DES RISQUES
B-1	GLOSSAIRE



Présentation de l'information

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2022 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, contenue 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 loi intitulée *Private Securities Litigation Reform Act* de 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 présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être repérés par l'emploi d'énoncés comprenant des termes comme « pouvoir », « devoir », « pourrait », « croire », « s'attendre à », « estimer », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « prévoir », « éventuel », « permettre », « continuer de » 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.

En particulier, la présente notice annuelle (ou un document intégré aux présentes par renvoi) contient des énoncés prospectifs, y compris, mais sans s'y limiter : nos rendements en matière d'exploitation et notre transition vers une production d'électricité propre, y compris notre objectif de ne produire aucune électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2025; notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité d'atteindre la cible de 2 GW de capacité supplémentaire d'énergie renouvelable grâce à un investissement de 3,6 G\$ d'ici 2025 et à un BAIIA annuel supplémentaire de 315 M\$; la croissance du pipeline de développement de la Société à 5 GW d'ici 2025; le créneau de croissance future de la Société, y compris le calendrier des activités d'exploitation commerciale et les coûts des projets avancés et des projets au stade de démarrage; l'acquisition d'une participation dans le projet de centrale hydroélectrique à réserve pompée de Tent Mountain; la source de financement du plan de croissance de l'électricité propre; notre transformation, notre croissance et notre affectation du capital; les occasions de croissance futures; la croissance dans le secteur des énergies renouvelables ainsi que des actifs de production sur place et de cogénération, y compris le calendrier des activités d'exploitation commerciale, comme les projets éoliens de White Rock, le parc éolien Horizon Hill, le parc éolien Garden Plain, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et l'expansion du réseau de transport du Mount Keith; la capacité de tirer parti des occasions de croissance futures avec BHP (au sens donné à ce terme ci-après); les prolongations provisoires des contrats avec la SIERE relativement à la centrale de cogénération de Sarnia et au parc éolien de Melancthon 1, qui sont actuellement en vigueur jusqu'au 30 avril 2026; l'étendue de la réduction de la marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia aux termes du nouveau contrat avec la SIERE; la proportion du BAIIA qui sera générée à partir de sources renouvelables d'ici la fin de 2025, y compris la nouvelle production d'énergie renouvelable annoncée de 800 MW; la remise en état des parcs éoliens de Kent Hills 1 et 2, ainsi que le calendrier et le coût de cette remise en état et l'incidence que cet incident pourrait avoir sur les produits et les contrats de la Société et la capacité de la Société de recouvrer les coûts auprès de tiers; l'incidence prévue et le montant des coûts de mise en conformité liés au carbone; l'évolution de la réglementation et son 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 à tirer parti des faits nouveaux en matière de réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment en obtenant du financement pour des projets d'électricité propre; l'augmentation éventuelle de la valeur des crédits de réduction d'émissions; le caractère cyclique des activités, notamment en ce qui a trait aux coûts d'entretien, à la production et aux charges; les attentes concernant le refinancement de la dette à son échéance; et le maintien d'une situation financière solide et de liquidités importantes par la Société.

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 : les fluctuations des prix du marché, y compris la baisse des prix des commerçants en Alberta, en Ontario et dans la région de Mid-Columbia; l'évolution de la demande d'électricité et de la capacité; notre capacité à conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui fourniront les rendements attendus; notre capacité à remplacer les contrats lorsqu'il arrivent à échéance; les risques associés aux projets de développement et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis, aux droits fonciers, à l'ingénierie et aux retards dans la construction ou la mise en service des projets; toute difficulté à réunir les capitaux nécessaires à l'avenir, y compris les capitaux d'emprunt, les capitaux propres et les capitaux propres aux fins de l'impôt, selon le cas, à des conditions raisonnables, si tant est qu'il y en ait; l'incapacité d'atteindre nos cibles en matière de facteurs ESG (au sens attribué à ce terme ci-après); l'évolution du contexte législatif, réglementaire et politique dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les modifications apportées à ces exigences ou les obligations qui en découlent; les risques opérationnels liés à nos installations, y compris les interruptions imprévues; les interruptions du transport et de la distribution d'électricité; 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 baisses de production; l'augmentation des coûts; un taux plus élevé de pertes sur nos comptes clients en raison de défaillances de crédit; les baisses de valeur ou la dépréciation des actifs; les incidences défavorables sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, y compris les menaces accrues liées à la cybersécurité; la gestion des risques liés aux produits de base et les risques liés à la négociation d'énergie, y compris l'efficacité des outils de gestion des risques de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre des pertes importantes; la diminution de la disponibilité de la main-d'œuvre et de notre capacité à continuer de doter en personnel les activités d'exploitation et les installations de la Société; les perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire et à obtenir les approbations des organismes de réglementation ou à les obtenir selon les échéanciers prévus à l'égard de nos projets de croissance; les effets des conditions météorologiques, y compris les catastrophes naturelles ou anthropiques et les autres risques liés aux changements climatiques; les augmentations imprévues de la structure de coûts; l'incapacité à satisfaire aux conditions relatives à la conclusion de l'acquisition du projet de centrale hydroélectrique à réserve pompée de Tent Mountain; les réductions de l'efficacité relative ou des facteurs relatifs à la capacité de nos unités de production; des perturbations dans la source des combustibles, y compris le gaz naturel et le charbon, ainsi que l'étendue des ressources hydrauliques, solaires ou éoliennes nécessaires pour exploiter nos installations; les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; l'incapacité de répondre aux attentes financières; l'évolution générale de la situation économique et politique nationale et internationale, y compris les hostilités armées, la menace du terrorisme, l'évolution de la situation diplomatique ou d'autres événements similaires; les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de façon rentable ou en temps opportun, ou simplement à les effectuer, y compris si la remise en état des installations éoliennes de Kent Hills est plus coûteuse que prévu; les crises de santé publique et les incidences de toute directive restrictive du gouvernement et des autorités de santé publique; les fluctuations de la valeur des devises; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; les changements dans notre relation avec TransAlta Renewables ou dans notre propriété de celle-ci; les changements dans le paiement ou la réception de dividendes futurs, y compris de TransAlta Renewables; l'insuffisance ou l'indisponibilité de la couverture d'assurance; notre provision pour impôts sur le revenu; les litiges et les procédures juridiques, réglementaires et contractuels impliquant la Société; la dépendance envers le personnel essentiel; 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 2022.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci, 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 de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. 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.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Nous utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas présentés selon les IFRS. Par conséquent, il est peu probable que ces mesures soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés, et elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou des mesures de rendement préparées conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « *Mesures financières non conformes aux IFRS* » de notre rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 pour obtenir de plus amples renseignements, qui est expressément intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle. Se reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

Documents intégrés par renvoi

Nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et le rapport de gestion annuel connexe (le « rapport annuel ») 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, www.sec.gov.

Structure générale de la société

Dénomination et constitution

TransAlta 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 la Société 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 TAU ont échangé leurs actions ordinaires contre des actions ordinaires de TransAlta Corporation à raison d'une pour une. À la réalisation de l'arrangement, TAU est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, nous avons achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta ») (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 la Société et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta. 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 TransAlta Energy à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, TransAlta Energy et Keephills 3 GP Ltd. conformément aux dispositions de la LCSA.

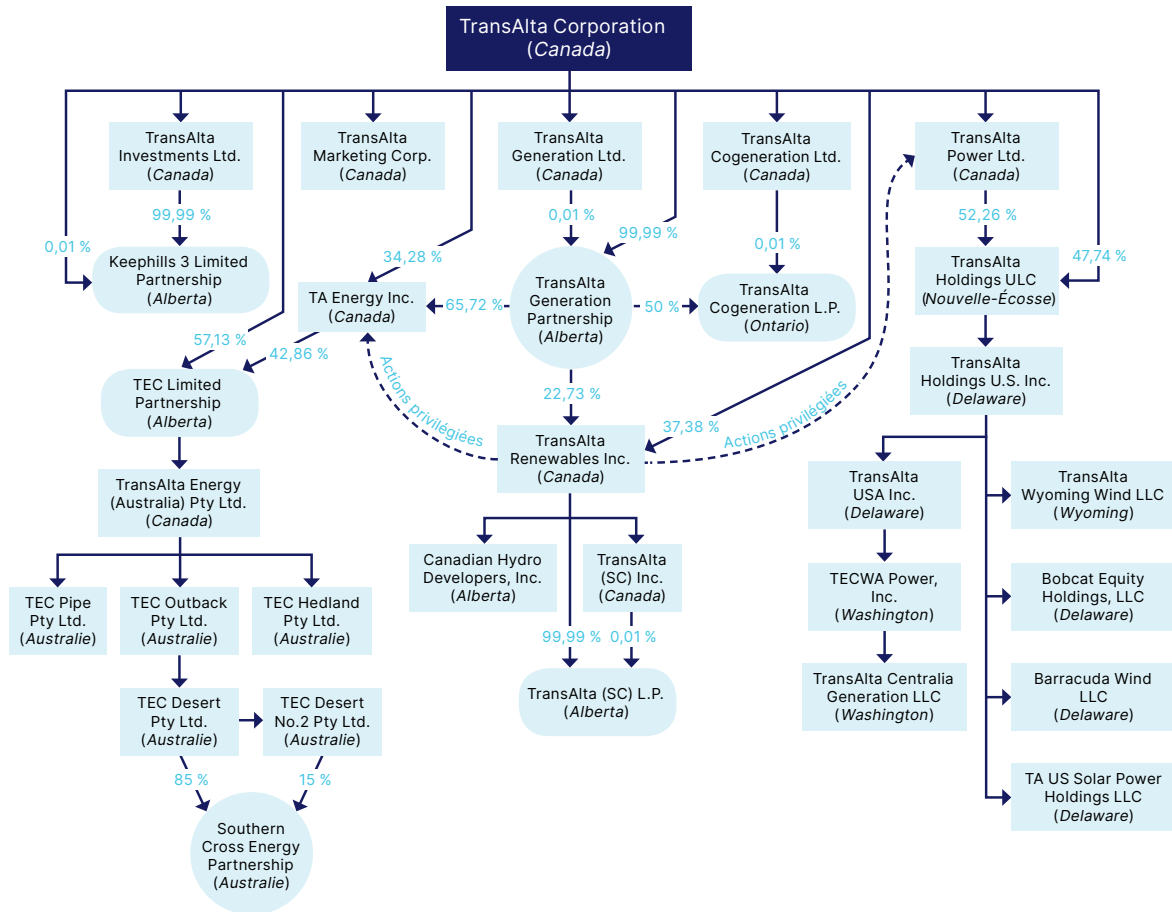
Nous avons modifié nos statuts le 7 décembre 2010 pour créer les actions de série A et les actions de série B, puis le 23 novembre 2011 pour créer les actions de série C et les actions de série D, ainsi que le 3 août 2012 pour créer les actions de série E et les actions de série F et enfin le 13 août 2014 pour créer les actions de série G et les actions de série H. Nous avons de nouveau modifié nos statuts le 1^{er} octobre 2020 afin de créer les actions de série I, une 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

En date de la présente notice annuelle, nos principales filiales et leur territoire de constitution respectif sont indiqués 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, nous avons transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus auparavant directement ou indirectement par TransAlta. En date du 31 décembre 2022, TransAlta 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* » de la présente notice annuelle.



- 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 reflète 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 % 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.
- 3) La participation restante de 0,01 % dans TEC Limited Partnership appartient à TransAlta (Fort McMurray) Ltd.

Aperçu

TransAlta

TransAlta et ses sociétés devancières se consacrent au développement, à la production et à la vente d'énergie électrique depuis 1911. Nous sommes l'une des sociétés de production d'électricité cotées en bourse les plus importantes au Canada et au nombre des plus grandes sociétés non réglementées de production d'électricité et de commercialisation de l'énergie au Canada avec une capacité installée brute de 6 583 mégawatts (« MW ») (y compris TransAlta Renewables). Nous possédons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie visés par des contrats et géographiquement diversifiés, qui fait appel à une large gamme de technologies et de carburants, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel, le stockage d'énergie et le charbon.

Nous sommes axés sur la production et la commercialisation d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié de centrales. Nos pratiques de commercialisation de l'énergie cherchent à maximiser 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 combinaison d'actifs commerciaux et visés par des contrats ainsi que nos activités de commercialisation de l'énergie nous procurent des flux de trésorerie qui soutiennent notre capacité à verser des dividendes à nos actionnaires, à réinvestir dans la croissance et à financer les dépenses d'investissement de maintien.

Notre objectif

Notre engagement envers un avenir durable motive notre objectif d'être un chef de file dans la production d'électricité propre axée sur le client. Nous nous concentrons sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en accroissant notre portefeuille d'installations de production de grande qualité soutenues par des flux de trésorerie stables et prévisibles. Notre mission est de fournir de l'électricité propre, sécuritaire, fiable et à faible coût. Nos 111 ans en activité nous permettent de mettre à profit notre expertise, 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

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.

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 rigoureuse afin de procurer un rendement à nos actionnaires, ce qui comprend des investissements dans des projets qui aident nos clients et nos collectivités à atteindre leurs objectifs en matière d'environnement, de société et de gouvernance (« ESG »). 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 son plan de croissance accélérée de l'électricité propre et ses cibles de croissance stratégiques sur cinq ans. Notre accent 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 décarbonisation 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 mettons l'accent sur l'augmentation de notre capacité de production d'énergie renouvelable et nous prévoyons investir 3,6 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 315 M\$.¹ Nous visons également à accroître le nombre de projets en 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. Au 31 décembre 2022, nous avons annoncé des projets totalisant 800 MW d'un coût total estimatif de 1,5 G\$, ce qui représente 40 % de la croissance de notre capacité ciblée. Ces projets devraient générer un BAIIA ajusté annualisé de 149 M\$.²

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'énergie renouvelable dans chacun de ces marchés principaux en 2022, et nous continuons de repérer d'autres occasions auprès des clients en ce qui a trait aux offres d'électricité, une plus grande part d'énergie provenant de sources renouvelables. En 2022, nous avons augmenté nos projets de développement d'environ 1 980 MW.

3. Maintenir la solidité financière et la discipline en matière d'affectation du capital

Nos solides résultats financiers ont permis d'établir une réserve de fonds qui peuvent être alloués à nos priorités de financement. L'augmentation des flux de trésorerie, combinée à la réduction de nos dépenses d'investissement de maintien annualisées, permet à la Société d'affecter davantage de capitaux à la croissance, aux dividendes et aux rachats d'actions.

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

L'Accord de Paris a été adopté en 2015 et a établi un traité international sur les changements climatiques qui prévoyait un objectif international de limiter la hausse des températures mondiales à bien en deçà de deux degrés Celsius. Pour atteindre les objectifs fixés dans le cadre de l'Accord de Paris, il est largement reconnu qu'il faut non seulement un déploiement rapide des technologies actuelles (y compris la production d'énergie renouvelable) mais aussi une innovation majeure dans le développement et la commercialisation de la prochaine génération de technologies de solutions énergétiques (y compris, potentiellement, les électrolyseurs d'hydrogène, les batteries de pointe ou les petits réacteurs modulaires). Nous avons l'intention de repérer et de définir la prochaine génération de solutions énergétiques qui répondront aux besoins de notre économie et de nos collectivités au cours de la deuxième moitié de la présente décennie et de la décennie à venir.

5. Être un 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 (les « 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.

Mise à jour de la stratégie (2023)

Le 15 décembre 2022, nous avons annoncé une mise à jour de notre stratégie d'entreprise. En raison de notre situation financière, TransAlta est positionnée comme principal véhicule de croissance pour le groupe consolidé de TransAlta afin de faire progresser notre plan de croissance de l'électricité propre. Nous soutiendrons également les expansions internes et les occasions de gérer les horizons fiscaux actuels de TransAlta Renewables au Canada et en Australie et nous soutiendrons la durabilité du dividende de TransAlta Renewables.

Notre stratégie d'affectation du capital et de financement

Nous nous efforçons de demeurer disciplinés dans l'application de notre programme d'investissement, de maintenir une robuste situation financière qui nous procure des capitaux suffisants pour réaliser notre stratégie.

Le maintien d'une solide situation financière nous permet de conclure des contrats relatifs à notre portefeuille avec divers 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. DBRS a nous a attribué une notation de première qualité BBB (faible), Moody's a attribué une notation Ba1 avec perspective stable au groupe de sociétés, et Standard and Poor's (« S&P ») Global Ratings

¹ Le BAIIA est une mesure financière non définie par les IFRS. Voir la section « Mesures financières non conformes aux IFRS » du rapport annuel.

² L'EBITDA ajusté est une mesure financière non-IFRS, voir la section « Mesures financières non conformes aux IFRS » du rapport annuel.

a renouvelé la notation de la dette non garantie de la Société et la notation d'émetteur BB+ avec perspective stable. Nous pensons que nous avons la capacité d'exécuter notre plan de croissance de l'électricité propre à ces niveaux de l'échelle globale de notation.

Notre stratégie d'affectation 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. Notre stratégie d'affectation du capital tient compte des dépenses d'investissement de maintien, du remboursement de la dette, de la croissance, des versements de dividendes et des rachats d'actions. Nous avons fixé comme cible de remettre aux porteurs d'actions ordinaires de 10 % à 15 % de nos fonds déconsolidés provenant des activités d'exploitation sous forme de dividendes annuels.

Nos secteurs

Vous trouverez ci-dessous une description de nos secteurs d'activité :

1. Le secteur Hydroélectricité a une participation nette d'environ 922 MW de capacité de production hydroélectrique détenue. Les centrales comprises dans ce secteur sont situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario.
2. Le secteur Énergie éolienne et solaire a une participation nette d'environ 1 878 MW de capacité de production d'électricité d'origine éolienne et solaire détenue, ainsi que de stockage d'énergie à batteries. Ce secteur 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. Nous avons actuellement des projets de construction en cours dans ce secteur totalisant 678 MW de puissance qui devraient être achevés en 2023.
3. Le secteur Gaz a une participation nette d'environ 2 775 MW de capacité de production d'électricité alimentée au gaz détenue et comprend des centrales situées en Alberta, en Ontario, au Michigan et en Australie-Occidentale. Cela comprend un pipeline situé en Australie-Occidentale.
4. Le secteur Transition énergétique a une participation nette d'environ 671 MW de capacité de production d'électricité alimentée au charbon détenue. Ce secteur comprend une unité d'exploitation restante à Centralia, la centrale hydroélectrique Skookumchuck, l'unité de Centralia mise hors service, les unités thermiques d'Énergie thermique en Alberta mises hors service et la mine de Highvale ainsi que les activités de remise en état de la mine.
5. Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de la 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 des actifs au fil de l'évolution des marchés. Notre secteur Commercialisation de l'énergie participe activement à la négociation de produits énergétiques, de produits du gaz naturel et de produits environnementaux sur plusieurs marchés. Ce secteur nous a permis d'obtenir de meilleurs prix pour l'électricité non visée par des engagements, de garantir notre approvisionnement en combustibles de manière économique et de respecter nos obligations de livraison d'électricité en cas d'interruption des activités.
6. 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, ressources humaines et administratives, ainsi que les fonctions de développement des affaires, des affaires externes 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 d'installations hydroélectriques, éoliennes, solaires, de stockage d'énergie, de gaz naturel et de charbon.

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 au rapport annuel. Depuis 2015, nous publions un rapport annuel

intégré qui intègre les données sur le développement durable aux informations sur notre rendement financier. Nous mesurons nos pratiques et nos rapports à l'une des normes établies par le CDP (anciennement le *Carbon Disclosure Project*) et par le Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »). De plus, nos cibles en matière d'ESG sont en cohérence avec les Objectifs de développement durable de l'ONU.

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, nous nous sommes fixé de nouveaux objectifs, notamment en ce qui concerne l'équité, la diversité et l'inclusion (l'« EDI »), qui, selon nous, renforceront notre stratégie d'entreprise et soutiendront 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. À la fin de 2021, nous ne produisons plus d'électricité à partir de charbon au Canada et nous avons également cessé toutes les activités d'extraction de charbon. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de gaz à effet de serre (les « GES ») de 61 %. En 2022, nous avons réduit nos émissions d'environ 2,3 millions de tonnes d'émissions d'équivalent en dioxyde de carbone (« éq. CO₂ ») ou 18 % par rapport à nos niveaux de 2021. Nous cesserons de produire de l'énergie à partir de notre unique unité de charbon restante aux États-Unis d'ici la fin de 2025, ce qui réduira davantage nos émissions.

Les éléments clés de nos cibles en matière d'ESG comprennent 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;
- D'ici 2026, atteindre 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;
- D'ici 2026, une réduction des émissions de GES de 75 % par rapport aux niveaux de 2015 à l'échelle de la Société;
- Entreprendre des initiatives qui amélioreront la performance environnementale de la Société, notamment la création de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs ESG de nos 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 notre cible d'une représentation féminine de 50 % au conseil d'administration de la Société (le « conseil d'administration ») d'ici 2030 et un objectif de représentation féminine de 40 % au sein de notre effectif d'ici 2030;
- Maintenir notre engagement à présenter de l'information ESG très rigoureuse.

De 2000 à 2022, nous avons fait passer notre capacité nominale dans le domaine des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 MW. Conformément à notre objectif de réduire les émissions de carbone de 75 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026, nous avons achevé la conversion au gaz de nos centrales alimentées au charbon canadiennes en 2021, soit neuf ans en avance sur le plan législatif albertain d'élimination progressive du charbon et nous avons mis hors service le reste de nos centrales alimentées au charbon canadiennes.

Les facteurs ESG font l'objet d'une surveillance principalement par le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable (le « CGSDD ») du conseil d'administration. Le CGSDD aide le conseil d'administration 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.

Le code de conduite de la Société 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. Notre code de conduite des fournisseurs définit les principes et les normes que nous attendons des fournisseurs, leurs employés et leurs sous-traitants lorsqu'ils fournissent des biens et 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 politiques relatives à la loi intitulée *Modern Slavery Act* démontrent les mesures que nous avons prises pour évaluer et répondre aux 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 nous respections nos engagements envers les communautés 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 chercherons à remédier rapidement aux répercussions afin d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes et les parties prenantes 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. Elle définit la responsabilité personnelle de chaque employé et sous-traitant travaillant au nom de TransAlta. Notre nouvelle politique environnementale définit la manière dont nous intégrons la protection de la nature et de l'environnement dans la stratégie de TransAlta, le système de gestion de la sécurité totale, ainsi que les principes de conduite pour la gestion des ressources naturelles.

Notre engagement à l'égard de l'EDI 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 estimons qu'en mettant l'accent sur l'EDI, nous stimulerons l'innovation, améliorerons le service à la clientèle et aurons une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

TransAlta Renewables

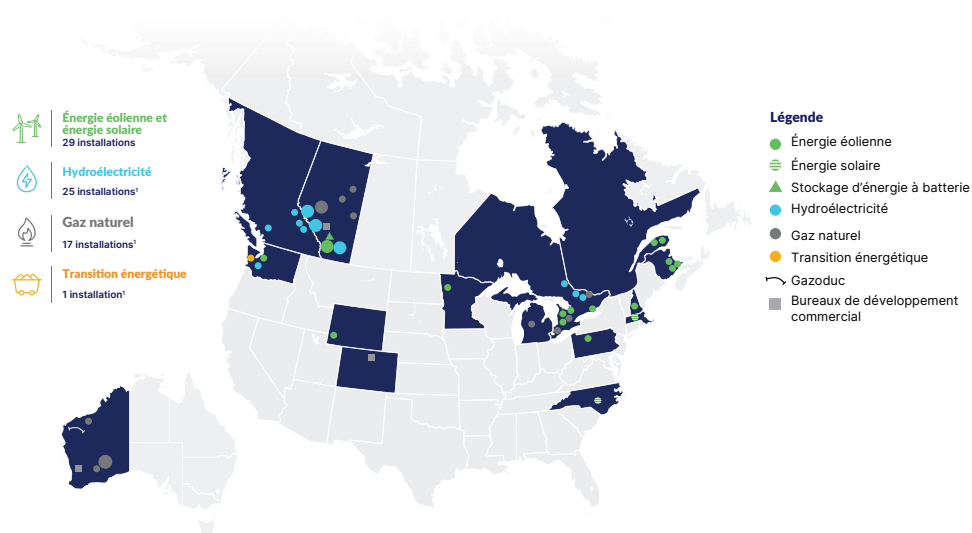
Nous sommes propriétaires majoritaires de TransAlta Renewables, dans laquelle nous détenons une participation directe et indirecte d'environ 60 % à la date de la présente notice annuelle. TransAlta Renewables est l'un des principaux producteurs d'énergie éolienne et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada.

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. Nous fournissons tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation dont TransAlta Renewables a besoin pour exploiter et administrer ses actifs et acquérir des actifs supplémentaires aux termes de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation (la « convention de services de gestion et d'exploitation ») et de la convention de gouvernance et de coopération (la « convention de gouvernance ») intervenues entre TransAlta Corporation et TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle.

TransAlta Renewables a été constituée en 2013 afin de réaliser des avantages stratégiques et financiers particuliers pour TransAlta. Notre participation majoritaire dans TransAlta Renewables nous a aidés à mettre en œuvre notre stratégie globale de développement, de construction et d'acquisition de nouveaux actifs d'énergie renouvelable. Notre stratégie a été modifiée afin de réduire l'exposition au risque commercial et au risque lié au gaz naturel, comme annoncé lors de notre *Investor Day* en septembre 2021. Ainsi, les stratégies de TransAlta Corporation et de TransAlta Renewables convergent de plus en plus. TransAlta Renewables se concentrera principalement sur le maintien de son dividende en 2023 et au-delà, les occasions de croissance étant axées sur l'expansion interne de ses actifs existants par l'exécution de ses droits de première offre avec TransAlta ou toute autre opération qui pourraient compenser en partie l'horizon fiscal de TransAlta Renewables. TransAlta est positionnée comme principal instrument de croissance pour faire progresser le plan de croissance de l'électricité propre du groupe consolidé de TransAlta.

Carte des activités d'exploitation de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de la Société¹⁾ en date du 31 décembre 2022.



- 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.

Développement général de l'activité

Vous trouverez ci-dessous un résumé des développements importants survenus dans nos secteurs d'activité au cours des trois derniers exercices. Ces événements comprennent la renégociation de contrats, la croissance, les acquisitions et les aliénations, les changements au sein de l'entreprise et d'autres événements ou conditions qui ont influé sur le développement général des activités de la Société. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta* » de la présente notice annuelle.

Historique des trois derniers exercices

Croissance

Projet de développement au stade de démarrage d'une centrale hydroélectrique par pompage

Le 16 février 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain (« Tent Mountain »), un projet de développement au stade de démarrage de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW, situé dans le sud-ouest de l'Alberta, actuellement détenu par Montem Resources Limited (« Montem »). L'acquisition comprend les droits fonciers, les immobilisations corporelles et la propriété intellectuelle associés au projet de développement de la centrale hydroélectrique par pompage. La Société versera à Montem environ 8 M\$ à la clôture de la transaction, ainsi que des paiements supplémentaires conditionnels pouvant atteindre 17 M\$ (environ 25 M\$ au total) fondés sur la réalisation de jalons de développement et de jalons commerciaux déterminés. La Société et Montem s'associeront et géreront conjointement le projet, la Société agissant à titre d'initiateur de projet. Le partenariat cherchera activement à conclure un accord d'enlèvement au cours de la période de mise en valeur pour l'énergie et les attributs environnementaux générés par l'installation. L'acquisition comprend également la propriété intellectuelle associée à un électrolyseur à hydrogène verte de 100 MW hors site et à un projet de parc éolien de 100 MW hors site. La finalisation de la transaction demeure assujettie aux conditions de finalisation habituelles, y compris la réception de l'approbation des actionnaires et de Montem, ce qui devrait avoir lieu en mars 2023.

Expansion du réseau de transport de 132kV de Mount Keith

Le 3 mai 2022, TransAlta Renewables a exercé son option visant l'acquisition d'une participation financière dans l'expansion du réseau de transport de 132kV de Mount Keith, en Australie-Occidentale, afin de soutenir les activités d'exploitation de BHP Nickel West (« BHP ») dans le nord de la région de Goldfields. Southern Cross Energy, filiale de la Société, a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction dans le cadre de cette expansion. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, lequel a une durée de 15 ans. Il devrait être achevé au deuxième semestre de 2023. Le projet facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités d'exploitation de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible teneur en carbone.

Projet de parc éolien de Horizon Hill et CAÉ d'entreprise avec Meta

Le 5 avril 2022, TransAlta a annoncé avoir conclu un CAÉ à long terme visant l'énergie renouvelable avec une filiale de Meta Platforms Inc. (« Meta »), auparavant appelée Facebook, Inc., visant 100 % de la production de son projet de parc éolien d'Horizon Hill de 200 MW qui sera situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. En vertu de cette entente, Meta recevra de l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du parc éolien d'Horizon Hill. Le parc éolien comprendra 34 éoliennes Vestas au total. La construction a débuté à l'automne 2022 et la date de début d'exploitation commerciale est prévue au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et détiendra l'installation. Une majorité importante 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.

Projets éoliens de White Rock et CAÉ d'entreprise avec Amazon

Le 22 décembre 2021, la Société a conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon Energy LLC (« Amazon ») visant 100 % de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux des projets. Les projets éoliens de White Rock comprendront 51 éoliennes Vestas au total. La construction a commencé à la fin de 2022 et la date de début d'exploitation commerciale est prévue au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et détiendra les installations. Une majorité importante 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 Windrise

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

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

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy Partnership (« 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 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. Les activités de construction ont commencé au premier trimestre de 2022 et la date de début d'exploitation commerciale est prévue pour le premier semestre de 2023.

Projet de parc éolien Garden Plain et CAÉ d'entreprise

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ 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.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu une CAÉ à long terme visant les 30 MW restants d'électricité renouvelable et d'attributs environnementaux pour le projet de parc éolien de Garden Plain, en Alberta, avec un nouveau client de première qualité reconnu mondialement. À l'heure actuelle, le projet de parc éolien de Garden Plain est entièrement sous contrat, la durée de vie moyenne pondérée d'un contrat étant d'environ 17 ans.

Le parc éolien sera composée de 26 éoliennes Siemens-Gamesa SGRE SG-145. La construction est en cours et une date de début de l'exploitation commerciale est prévue pour le premier semestre de 2023. Aux termes d'un contrat distinct, Pembina Pipeline Corporation (« Pembina ») a l'option d'acheter une participation de 37,7 % dans le projet. L'option peut être exercée au plus tard 30 jours après que Pembina ait reçu l'avis de la date d'exploitation commerciale.

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 1^{er} 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 à la fois au marché de l'électricité de l'Alberta et au marché des services accessoires de l'AESO.

Innovation

Participation dans Energy Impact Partners

Le 5 mai 2022, la Société s'est engagée à investir 25 M\$ US au cours des quatre prochaines années dans le *Deep Decarbonization Frontier Fund 1* de Energy Impact Partners (le « *Frontier Fund* »). En 2022, la Société a investi 10 M\$ (8 M\$ US). L'investissement dans le *Frontier Fund* offre à la Société une approche de type portefeuille pour investir dans les technologies émergentes et l'occasion de repérer, de mettre à l'essai et de commercialiser des technologies émergentes qui faciliteront la transition vers la carboneutralité.

Participation dans Ekona Power Inc.

Le 1^{er} février 2022, la Société a effectué un placement en actions de 2 M\$ dans les actions privilégiées de catégorie B d'Ekona Power Inc. L'investissement aidera à soutenir la commercialisation de la nouvelle plateforme technologique de pyrolyse du méthane d'Ekona, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et moins coûteux. Fondée sur les principes de la combustion et de la dynamique des gaz à grande vitesse, la plateforme pourrait, en cas de succès, être peu coûteuse, évolutive et située partout où existe une infrastructure de gaz naturel.

Participation dans EMG International LLC

Le 30 novembre 2020, la Société a acquis une participation de 30 % dans EMG International LLC (« EMG »). 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.

Acquisitions

Acquisition de North Carolina Solar

Le 5 novembre 2021, la Société a conclu l'acquisition 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'environ 102 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 CAÉ à long terme conclus avec Duke Energy, qui, au moment de l'achat, avaient une durée résiduelle moyenne de 12 ans. Dans le cadre des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque installation.

Acquisition d'un actif de cogénération sous contrat au Michigan

Le 19 mai 2020, nous avons conclu l'acquisition de l'installation de cogénération d'Ada (« Ada ») de 29 MW 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 CAÉ et un contrat de vente de vapeur avec Consumers Energy et Amway venant à échéance en 2026. La Société a vendu sa participation financière dans cette installation à TransAlta Renewables au cours du premier semestre de 2021.

Investissement dans le projet de parc éolien Skookumchuck

Le 25 novembre 2020, la Société a conclu son acquisition d'une participation financière de 49 % dans le parc éolien 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 V136. Skookumchuck est entré en service le 7 novembre 2020 et est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. La Société a vendu sa participation financière dans cette installation à TransAlta Renewables au cours du premier semestre de 2021.

Acquisition de Windrise, de l'installation de cogénération d'Ada et du parc éolien Skookumchuck par TransAlta Renewables

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

Le 1^{er} avril 2021, la Société a réalisé la vente de sa participation financière de 100 % dans l'installation de cogénération d'Ada et de sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW (« Skookumchuck ») à TransAlta Renewables pour 43 M\$ et 103 M\$, respectivement. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Dans le cadre de la transaction, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet qui lui confèrent une participation financière dans les centrales. L'installation de cogénération d'Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec un cocontractant de qualité.

Renégociation de contrats

Signature de prolongation des contrats industriels à la centrale de cogénération de Sarnia

Au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2022, la Société a exécuté des contrats visant l'approvisionnement en électricité et en vapeur issues de la centrale de cogénération de Sarnia, avec trois de ses anciens clients industriels et avec trois nouveaux clients, auparavant des services publics de revente dans le cadre d'un contrat conclu avec un ancien client. À la suite des efforts de conclusion de contrats en 2021 et en 2022, les contrats de la centrale de cogénération de Sarnia ont été entièrement renégociés sans interruption des modalités de livraison des clients. Les contrats viennent à échéance le 30 avril 2031 pour quatre clients et le 31 décembre 2032 pour les trois autres clients.

Renouvellement des contrats signés avec la SIERE à la centrale de cogénération de Sarnia et aux installations éoliennes de Melancthon 1

Le 23 août 2022, TransAlta Renewables a annoncé que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« SIERE ») lui avait octroyé des contrats de capacité visant la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien de Melancthon 1 à la suite de l'appel d'offres lancé visant l'attribution de contrats de

capacité de production à moyen terme. Les nouveaux contrats de capacité pour la centrale de cogénération de Sarnia et du parc éolien de Melancthon 1 s'échelonnent du 1^{er} mai 2026 au 30 avril 2031. Il est prévu que les contrats actuels pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien de Melancthon 1 seront prolongés du 31 décembre 2025 et du 3 mars 2026, respectivement, au 30 avril 2026. La Société prévoit une réduction d'environ 30 % de la marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia en raison du plafonnement des prix de la SIERE aux termes du nouveau contrat.

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

Le 31 décembre 2020, les contrats d'achat d'électricité en Alberta (« CAÉ de l'Alberta ») de plusieurs de nos centrales hydroélectriques et des unités n° 1 et n° 2 de Keephills situées dans cette province ont expiré et, le 1^{er} janvier 2021, ces installations ont commencé à fonctionner en tant qu'installations commerciales sur le marché de l'Alberta.

Prolongation du contrat avec BHP pour une période de 15 ans

Le 22 octobre 2020, SCE a remplacé et prolongé son CAÉ actuel avec BHP. La SCE est composée de quatre installations de production d'une capacité combinée de 245 MW dans la région de Goldfields en Australie-Occidentale, ceci n'inclut pas le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields de 38 MW actuellement en construction.

Le contrat est en vigueur depuis le 1^{er} décembre 2020 et il remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ 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 cibles de réduction des émissions. De plus, les modifications apportées au CAÉ 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. Aux termes du CAÉ, il existe actuellement deux nouveaux projets en construction, dont le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et le projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV de Mount Keith. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Secteur Énergie éolienne et solaire – Centrales de l'Australie* » de la présente notice annuelle.

Mises à jour des installations

Mise à jour sur les installations éoliennes de Kent Hills

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables a annoncé le plan de remise en état des parcs éoliens 1 et 2 de Kent Hills. Outre l'annonce, TransAlta Renewables a modifié et prolongé des CAÉ avec la Corporation d'Énergie Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») à l'égard de chacune des installations éoliennes de Kent Hills 1, 2 et 3, prévoyant une durée contractuelle supplémentaire de 10 ans jusqu'en décembre 2045 et une réduction effective de 10 % des prix contractuels initiaux de janvier 2023 à décembre 2033. De plus, les deux parties ont convenu de travailler de bonne foi à l'évaluation de l'installation d'un système de stockage d'énergie à batteries à Kent Hills et à l'examen d'un rééquipement éventuel de Kent Hills à la fin de sa vie utile en 2045. Une renonciation à l'égard des obligations sans recours du parc éolien de Kent Hills (les « obligations de Kent Hills ») a également été obtenue des porteurs d'obligations du projet et un acte de fiducie complémentaire a été conclu avec les porteurs d'obligations lequel facilite la remise en état des parcs éoliens de Kent Hills 1 et 2. Voir les rubriques « *Énergie éolienne et solaire* » et « *Capital financier* » du rapport annuel.

Mises à jour sur la mise hors service du charbon et sur la conversion du charbon au gaz

TransAlta et Lafarge Canada font progresser le projet de réutilisation des cendres volantes à faible émission de carbone

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu une entente avec Lafarge Canada qui fera progresser des projets de béton à faibles émissions de carbone en Alberta. Le projet réutilisera les cendres volantes mises en décharge, un déchet provenant des centrales électriques canadiennes alimentées au charbon de la Société, qui ont cessé leurs activités liées au charbon à la fin de 2021. Les cendres serviront à remplacer le ciment dans la fabrication du béton.

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 n° 2 de Keephills, de l'unité n° 3 de Keephills et de l'unité n° 6 de Sundance, qui sont passées du charbon thermique au gaz

naturel. L'unité n° 2 de Keephills, l'unité n° 3 de Keephills et l'unité n° 6 de Sundance conservent la même capacité nominale de générateur de 395 MW, 463 MW et 401 MW, respectivement. Depuis le 31 décembre 2021, la Société ne produit plus d'électricité à base de charbon au Canada.

Mise hors service des unités n° 4 de Sundance et n° 1 de Keephills et suspension de l'unité n° 5 de Sundance

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé sa décision de suspendre le projet de rééquipement de l'unité n° 5 de Sundance et de mettre hors service l'unité n° 1 de Keephills le 31 décembre 2021 et l'unité n° 4 de Sundance le 1^{er} avril 2022.

Mise hors service de l'unité n° 1 et de l'unité n° 2 de Centralia

L'unité n° 1 de Centralia a été mise hors service à compter du 31 décembre 2020. L'unité n° 2 de Centralia devrait être fermée à la fin de 2025.

Mise hors service de l'unité n° 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 n° 3 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2020. La décision a été largement motivée par notre 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.

Aliénations

Aliénation des centrales d'Appleton et de Galetta

Le 2 décembre 2022, la Société a vendu sa participation dans les centrales hydroélectriques d'Appleton et de Galetta, situées en Ontario. La centrale d'Appleton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Almonte, en Ontario. La centrale de Galetta est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité de deux MW située sur la rivière Mississippi, près de Galetta, en Ontario. Les installations d'Appleton et de Galetta ont été vendues après prise en compte des frais d'entretien continus et des dépenses d'investissement de maintien requises pour ces installations par rapport à leur apport annuel aux revenus.

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 des 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.

Siège social

Activités de financement, mise à jour de la facilité de crédit et déclaration de dividendes

Appel public à l'épargne visant des obligations vertes de premier rang aux États-Unis et lancement du premier cadre de référence pour les obligations vertes

Le 17 novembre 2022, la Société a émis des billets de premier rang d'un capital de 400 M\$ US (les « obligations vertes de premier rang d'un capital de 400 M\$ US »), qui portent intérêt au taux nominal de 7,750 % par année et viennent à échéance le 15 novembre 2029. Compte tenu de l'incidence des swaps de taux d'intérêt réglés, les billets ont un rendement réel d'environ 5,982 %. Les billets constituent une obligation non garantie et ont égalité de rang, quant au droit de paiement, avec toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont priorité de rang quant au droit de paiement sur toutes nos dettes subordonnées futures. Les paiements d'intérêts sur les obligations sont effectués semestriellement, soit le 15 novembre et le 15 mai, le premier versement commençant le 15 mai 2023.

La Société a affecté le produit net tiré de l'émission des billets au remboursement d'un montant de 100 M\$ prélevé sur sa facilité de crédit et a remplacé les espèces au bilan utilisées pour financer le remboursement intégral des billets de premier rang non garantis à 4,50 % de 400 M\$ US de la Société.

La Société affectera un montant correspondant au produit net tiré du présent placement au financement ou au refinancement de projets verts admissibles nouveaux ou actuels conformément à son cadre de référence pour les obligations vertes (le « cadre de référence »). Sustainability a fourni une seconde opinion au sujet du cadre

de référence. Elle a vérifié que celui-ci était conforme aux principes applicables aux obligations vertes de l'*International Capital Market Association*.

Annnonce d'une augmentation de 10 % du dividende sur les actions ordinaires

Le 7 novembre 2022, la Société a annoncé que le conseil d'administration avait approuvé une augmentation de 10 % de son dividende sur actions ordinaires et déclaré un dividende de 0,055 \$ par action ordinaire qui a été versé le 1^{er} janvier 2023. Le dividende trimestriel de 0,055 \$ l'action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,22 \$ l'action ordinaire.

Nouvelle facilité à terme

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu une facilité à terme à taux variable de 400 M\$ d'une durée de deux ans (la « facilité à terme ») avec son consortium bancaire, dont la date d'échéance est le 7 septembre 2024. Au 31 décembre 2022, le montant intégral avait été prélevé sur la facilité à terme.

Résultats de conversion des actions privilégiées de séries E et F

Le 21 septembre 2022, 89 945 actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif de série E (les « actions de série E ») ont été remises aux fins de conversion, ce qui était inférieur au million d'actions requises pour donner effet aux conversions en actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif de série F (les « actions de série F »). Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F.

TransAlta lance une nouvelle marque en réitérant son engagement envers un avenir énergétique propre

Le 20 juin 2022, la Société a annoncé et lancé une nouvelle marque, dont le logo et la signature de la Société, « Énergiser l'avenir ». La nouvelle identité visuelle incarne la TransAlta d'aujourd'hui tout en renforçant l'orientation de la Société en tant que chef de file dans la création d'un avenir carboneutre.

Résultats de conversion des actions privilégiées de séries C et D

Le 30 juin 2022, la Société a converti 1 044 299 de ses 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif de série C (les « actions de série C »), à raison de une action pour une, en actions privilégiées de premier rang à taux variable, rachetables et à dividende cumulatif de série D (les « actions de série D »).

Approbation de la Bourse de Toronto visant une offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 24 mai 2022, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (« OPRA ») visant une partie de ses 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 17 mai 2022. 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 mai 2022 et se terminera le 30 mai 2023 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.

L'OPRA offre à la Société une autre option d'affectation du capital en vue d'assurer une valeur à long terme pour les actionnaires. Le conseil d'administration et la direction de TransAlta sont d'avis que, de temps à autre, le cours des actions ordinaires ne reflète pas leur valeur sous-jacente et que les rachats d'actions ordinaires aux fins d'annulation aux termes de l'OPRA peuvent offrir une occasion d'accroître la valeur pour les actionnaires.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a racheté et annulé un total de 4 342 300 actions ordinaires au prix moyen de 12,48 \$ l'action ordinaire, pour un coût total de 54 M\$.

TransAlta Renewables a conclu une obligation verte de 173 M\$

Le 6 décembre 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de 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 Windrise, octroyer des avances à TransAlta Renewables de façon subordonnée aux termes d'une convention de prêt inter-

sociétés, 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 1^{er} janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} décembre 2021.

Prêt lié à la durabilité

Le 30 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 (le « PLD »). Le 31 mai 2022, le PLD a été prolongé de nouveau au 30 juin 2026. Les modalités de financement de la facilité harmonisent le coût d'emprunt avec les cibles de réduction des émissions de GES et de diversité de genre 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 à l'égard du leadership en matière d'ESG, y compris l'équité, la diversité et l'inclusion et la réduction des émissions.

Déclaration d'une augmentation de 6 pour cent 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.

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.

ESG

Changements au sein de la direction et du conseil d'administration en 2022

Le 15 décembre 2022, la Société a annoncé la nomination de M^{me} Manjit Sharma au conseil d'administration (le « conseil » ou le « conseil d'administration ») avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023. M^{me} Sharma compte plus de 30 ans d'expérience dans divers secteurs, dont dernièrement à titre de chef des finances de WSP Canada Inc. M^{me} Sharma est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université de Toronto, est Fellow comptable agréée et détient le titre IAS.A. à titre d'administratrice et le titre GCB.D (*Global Competent Boards designation*). En 2019, M^{me} Sharma a été reconnue comme l'une des 100 femmes les plus influentes du Canada par le Réseau des femmes exécutives.

Le 30 septembre 2022, M. Michael Novelli a quitté son poste de vice-président directeur, Production de la Société et, le 3 novembre 2022, M. Novelli a été nommé au conseil d'administration de TransAlta Renewables à titre de candidat de la Société aux termes de la convention de gouvernance intervenue entre la Société et TransAlta Renewables. La Société reconnaît l'apport de M. Novelli à TransAlta et le remercie de ses services.

Le 30 septembre 2022, M^{me} Beverlee Park a quitté le conseil d'administration de TransAlta. M^{me} Park a siégé au conseil d'administration à partir 2015 et a été présidente du comité d'audit, des finances et des risques d'avril 2018 à mai 2022. La Société reconnaît les nombreuses contributions de M^{me} Park à TransAlta et la remercie pour ses nombreuses années de service.

Relèvement de la notation en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance de MSCI

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la notation en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance attribuée par MSCI à TransAlta a été haussée de « BBB » à « A ». Cette hausse reflète la forte croissance de la Société dans le secteur des énergies renouvelables par rapport à ses pairs. De 2000 à 2022, nous avons fait passer notre capacité nominale dans le domaine des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 MW. Conformément à son objectif de réduire les émissions de carbone de 75 % par rapport aux niveaux des émissions de 2015 d'ici 2026, TransAlta a également achevé la conversion du charbon au gaz de ses

centrales canadiennes alimentées au charbon en 2021, soit neuf ans en avance sur le plan albertain d'élimination progressive du charbon.

Plan de croissance de l'électricité propre de 2021

Le 28 septembre 2021, nous avons tenu notre *Investor Day* de 2021 et nous avons annoncé notre plan de croissance de l'électricité propre. Les cibles actuelles visent à produire 2 GW de capacité d'énergie renouvelable supplémentaire avec un investissement ciblé de 3,6 G\$ d'ici 2025. Voir la rubrique « *Aperçu - Notre stratégie d'entreprise* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

TransAlta Renewables est nommée au palmarès des 50 meilleures entreprises citoyennes

Le 6 juillet 2021, 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 en utilisant des renseignements accessibles au public.

Programme EDI

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 reconnaissant l'engagement continu de la Société en matière d'équité, de diversité et d'inclusion en milieu de travail et son rendement significatif à cet égard. Nous avons également annoncé l'élaboration et la mise en œuvre d'une stratégie quinquennale en matière d'EDI qui a été approuvée par le conseil d'administration en août 2021 et nous avons fait rapport sur la mise en œuvre de la deuxième année de cette stratégie.

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

Le 31 mars 2021, Dawn Farrell a quitté le conseil d'administration 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 d'administration le 1^{er} avril 2021. Le 30 avril 2021, Brett Gellner, notre ancien chef du développement, a également pris sa retraite. 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. 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 d'administration immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires tenue le 4 mai 2021.

Engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion

Le 4 novembre 2020, la Société a annoncé que le conseil d'administration avait pris un engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion qui engage la Société 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 favorise l'engagement 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.

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

Le 16 janvier 2020, nous avons annoncé la nomination de John P. Dielwart au poste de président du conseil d'administration, 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.

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, aux États-Unis et en Australie.

Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre parc d'actifs commerciaux en Amérique du Nord (à l'extérieur de l'Alberta), ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage de gaz pour notre parc de gaz, de la fourniture de connaissances 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 sont soutenus par un secteur Siège social.

Au fil de la transformation de la Société en vue de réaliser le plan de croissance de l'électricité propre, la part des produits des activités ordinaires attribuable au secteur Transition énergétique diminuera par rapport à celle des autres unités opérationnelles. De plus, nous poursuivons notre transition pour alléger notre structure organisationnelle grâce à l'optimisation continue et à une structure de coûts réduite.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur générateur de produits des activités ordinaires aux produits des activités ordinaires au 31 décembre 2022 :

	Produits de 2022 ¹⁾	Produits de 2021 ¹⁾
Hydroélectricité	20 %	14 %
Énergie éolienne et solaire	10 %	11 %
Gaz	41 %	41 %
Transition énergétique	24 %	26 %
Commercialisation de l'énergie	5 %	8 %

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 2022, 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 922 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 attributs environnementaux générés sont fournis au titulaire du contrat.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales hydroélectriques au 31 décembre 2022 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) ¹⁾	Intérêts consolidés	Capacité installée brute ¹⁾	Propriété	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale ²⁾	Source de produits ³⁾	Date d'expiration du contrat ⁴⁾
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Bow									
Barrier ⁵⁾	AB	13	100 %	13	100 %	13	1947	Commerciale	–
Bearspaw ⁵⁾	AB	17	100 %	17	100 %	17	1954	Commerciale	–
Cascade ⁵⁾	AB	36	100 %	36	100 %	36	1942, 1957	Commerciale	–
Ghost ⁵⁾	AB	54	100 %	54	100 %	54	1929, 1954	Commerciale	–
Horseshoe ⁵⁾	AB	14	100 %	14	100 %	14	1911	Commerciale	–
Interlakes ⁵⁾	AB	5	100 %	5	100 %	5	1955	Commerciale	–
Kananaskis ⁵⁾	AB	19	100 %	19	100 %	19	1913, 1951	Commerciale	–
Pocaterra	AB	15	100 %	15	100 %	15	1955	Commerciale	–
Rundle ⁵⁾	AB	50	100 %	50	100 %	50	1951, 1960	Commerciale	–
Spray ⁵⁾	AB	112	100 %	112	100 %	112	1951, 1960	Commerciale	–
Three Sisters ⁵⁾	AB	3	100 %	3	100 %	3	1951	Commerciale	–
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Oldman									
Belly River ^{6/7)}	AB	3	100 %	3	100 %	3	1991	Commerciale	–
St. Mary ^{6/7)}	AB	2	100 %	2	100 %	2	1992	Commerciale	–
Taylor ^{6/7)}	AB	13	100 %	13	100 %	13	2000	Commerciale	–
Waterton ^{6/7)}	AB	3	100 %	3	100 %	3	1992	Commerciale	–
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord									
Bighorn ⁵⁾	AB	120	100 %	120	100 %	120	1972	Commerciale	–
Brazeau ⁵⁾	AB	355	100 %	355	100 %	355	1965, 1967	Commerciale	–
Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique									
Akoloklex ^{6/7)}	BC	10	100 %	10	100 %	10	1995	CLT	2046
Bone Creek ^{6/7)}	BC	19	100 %	19	100 %	19	2011	CLT	2031
Pingston ^{6/7)}	BC	46	50 %	23	100 %	23	2003, 2004	CLT	2023
Upper Mamquam ^{6/7)}	BC	25	100 %	25	100 %	25	2005	CLT	2025
Centrales hydroélectriques de l'Ontario									
Misema	ON	3	100 %	3	100 %	3	2003	CLT	2027
Moose Rapids ⁵⁾	ON	1	100 %	1	100 %	1	1997	CLT	2030
Ragged Chute ⁵⁾	ON	7	100 %	7	100 %	7	1991	CLT	2029
Capacité hydroélectrique totale		945		922		922			

- 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 2022, environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables appartenaient, directement ou indirectement, à TransAlta.
- 2) Une deuxième date dans cette colonne fait référence à une deuxième unité qui a été opérationnelle par la suite.
- 3) La grande majorité des installations d'exploitation sous contrat de la Société bénéficient de dispositions de rajustement en fonction de l'inflation qui s'appliquent à la totalité ou à une partie de nos produits des activités ordinaires aux termes de ces contrats.
- 4) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.
- 5) Ces centrales font partie des actifs hydroélectriques qui sont visés par une convention datée du 22 mars 2019 intervenue entre la Société et Brookfield, aux termes de laquelle Brookfield a convenu d'investir 750 M\$ dans la Société au moyen de l'achat de titres échangeables qui sont échangeables par Brookfield contre une participation dans ces actifs hydroélectriques dans l'avenir à une valeur fondée sur un multiple du BAIIA ajusté futur des actifs hydroélectriques.
- 6) Installation appartenant à TransAlta Renewables. Nous détenons, directement ou indirectement, une participation globale d'environ 60 % dans TransAlta Renewables.
- 7) 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.

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. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des crédits de rendement en matière d'émissions (des « CRE ») 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 puissance installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary, en Alberta. Elle est en service depuis 1954. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Cascade

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le parc national Banff, 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 une deuxième unité de production en 1957. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Interlakes

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 5 MW située à Kananaskis Lakes, en Alberta. Elle est en service depuis 1955. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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 puissance installée de 19 MW située sur la rivière Bow à Seebe, en Alberta. Elle est en service depuis 1913. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Pocaterra

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique d'une puissance 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 de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Réseau hydrographique Waterton-St. Mary

Belly River

La centrale de Belly River appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Belly River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, à l'est du réservoir Waterton, à environ 75 kilomètres au sud-ouest de Lethbridge, en Alberta. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre, lorsque l'eau est détournée dans le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. Elle est en service depuis 1991. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

St. Mary

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

Taylor

La centrale de Taylor appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Taylor est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee, sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, qui appartient au gouvernement de l'Alberta. Elle est en service depuis 2000. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Waterton

La centrale de Waterton appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Waterton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située au pied du barrage Waterton, sur le réservoir Waterton, près de Hill Spring, au sud-ouest de Lethbridge, en Alberta. Elle est en service depuis 1992. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CPE conformément au TIER.

Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique

Akolkolex

La centrale d'Akolkolex appartient à TransAlta Renewables. Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke, en Colombie-Britannique. Elle est en service depuis 1995. Sa production est vendue à British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») aux termes d'un CAÉ qui prend fin en 2046.

Bone Creek

La centrale de Bone Creek appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Bone Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 19 MW et elle est située sur le ruisseau Bone Creek, à 90 kilomètres au sud de la ville de Valemount, en Colombie-Britannique. Elle est en service depuis juin 2011. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAÉ 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 et elle est 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 CAÉ de 20 ans qui prend fin le 30 avril 2023. La centrale de Pingston est admissible au programme de renouvellement de la convention d'achat d'énergie de BC Hydro et nous sommes actuellement en pourparlers avec BC Hydro en vue d'une prolongation.

Upper Mamquam

L'installation d'Upper Mamquam appartient à TransAlta Renewables. La centrale d'Upper Mamquam, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 25 MW située sur la rivière Mamquam, à l'est de Squamish et au nord de Vancouver, en Colombie-Britannique. Elle est en service depuis 2005. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAÉ qui prend fin en 2025.

Centrales hydroélectriques de l'Ontario

Misema

La centrale de Misema appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Misema est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. 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 appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Moose Rapids est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Sudbury, dans le nord de l'Ontario. 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 appartient à TransAlta Renewables. La centrale de Ragged Chute est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 7 MW située sur la rivière Montréal, au sud de 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 2022, le secteur Énergie éolienne et solaire détenait des participations dans environ 1 878 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 d'énergie 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.

L'énergie éolienne et l'énergie solaire ne sont généralement pas des sources de production qui peuvent être réparties; par conséquent, sur les marchés commerciaux, les actifs éoliens et solaires ne peuvent pas servir à garantir le prix moyen annuel du réseau commun d'énergie. 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 peuvent varier par rapport à nos prévisions. 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 aussi des contrats à long et à court terme pour la vente des attributs environnementaux des centrales éoliennes et solaires 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 suivant présente un sommaire de nos centrales éoliennes et solaires au 31 décembre 2022 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) ¹⁾	Intérêts consolidés	Capacité installée brute ¹⁾	Propriété	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale ²⁾	Source de produits ³⁾	Date d'expiration du contrat ⁴⁾
Parcs éoliens de l'Alberta									
Ardenville ⁵⁾	AB	69	100 %	69	100 %	69	2010	Commerciale	-
Blue Trail et Macleod Flats ⁵⁾	AB	69	100 %	69	100 %	69	2009 et 2004	Commerciale	-
Castle River ⁵⁾ (7)	AB	44	100 %	44	100 %	44	1997-2001	Commerciale	-
Cowley North ⁵⁾	AB	20	100 %	20	100 %	20	2001	Commerciale	-
McBride Lake ⁵⁾	AB	75	50 %	38	100 %	38	2004	CLT	2024
Oldman ⁵⁾	AB	4	100 %	4	100 %	4	2007	Commerciale	-
Sinnott ⁵⁾	AB	7	100 %	7	100 %	7	2001	Commerciale	-
Soderglen ⁵⁾	AB	71	50 %	36	100 %	36	2006	Commerciale	-
Summerview 1 ⁵⁾	AB	68	100 %	68	100 %	68	2004	Commerciale	-
Summerview 2 ⁵⁾	AB	66	100 %	66	100 %	66	2010	Commerciale	-
Windrise ⁵⁾	AB	206	100 %	206	100 %	206	2021	CLT	2041
Stockage d'énergie à batteries en Alberta									
WindCharger ⁵⁾	AB	10	100 %	10	100 %	10	2020	Commerciale	-
Centrales éoliennes dans l'est du Canada									
Kent Breeze ⁵⁾	ON	20	100 %	20	100 %	20	2011	CLT	2031
Kent Hills 1 ⁵⁾	NB	96	100 %	96	83 %	80	2008	CLT	2045
Kent Hills 2 ⁵⁾	NB	54	100 %	54	83 %	45	2010	CLT	2045
Kent Hills 3 ⁵⁾	NB	17	100 %	17	83 %	14	2018	CLT	2045
Le Nordais ⁵⁾ (8)	QC	98	100 %	98	100 %	98	1999	CLT	2033
Melancthon 1 ⁵⁾	ON	68	100 %	68	100 %	68	2006	CLT	2031
Melancthon 2 ⁵⁾	ON	132	100 %	132	100 %	132	2008	CLT	2028
New Richmond ⁵⁾	QC	68	100 %	68	100 %	68	2013	CLT	2033
Wolfe Island ⁵⁾	ON	198	100 %	198	100 %	198	2009	CLT	2029
Centrales éoliennes et solaires aux États-Unis									
Antrim ⁹⁾	NH	29	100 %	29	100 %	29	2019	CLT	2039
Big Level ⁹⁾	PA	90	100 %	90	100 %	90	2019	CLT	2034
Lakeswind ⁹⁾	MN	50	100 %	50	100 %	50	2014	CLT	2034
Mass Solar ⁹⁾	MA	21	100 %	21	100 %	21	2012-2015	CLT	2032-2045
North Carolina Solar ⁹⁾	NC	122	100 %	122	100 %	122	2019-2021	CLT	2033
Parc éolien Skookum- chuck ⁹⁾	WA	137	49 %	67	100 %	67	2020	CLT	2040
Parc éolien du Wyoming ⁹⁾	WY	140	100 %	140	100 %	140	2003	CLT	2028
Capacité éolienne et solaire totale¹⁰⁾		2 049		1 906		1 878			

- 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 2022, environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables appartenaient, directement ou indirectement, à TransAlta.
- 2) Une deuxième date dans cette colonne fait référence à une deuxième centrale qui a été opérationnelle par la suite.
- 3) La grande majorité des installations d'exploitation sous contrat de la Société bénéficient de dispositions de rajustement en fonction de l'inflation qui s'appliquent à la totalité ou à une partie de nos produits des activités ordinaires aux termes de ces contrats.
- 4) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.
- 5) Centrale appartenant directement à TransAlta Renewables.
- 6) 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.
- 7) Comprend sept éoliennes supplémentaires à d'autres emplacements.
- 8) Comprend plusieurs centrales.
- 9) TransAlta Renewables détient des actions privilégiées reflet de la Société qui lui procurent une participation financière dans la centrale.
- 10) Exclut les projets éoliens White Rock East et White Rock West, le parc éolien Garden Plain, l'expansion de 132kV de Mount Keith et le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, qui sont des projets éoliens, solaires et de transport actuellement en construction.

Parcs éoliens de l'Alberta

Ardenville

Le parc d'Ardenville appartient à TransAlta Renewables. Ardenville est un parc éolien de 69 MW qui se compose de 23 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW sur des tours de 80 mètres. Il est 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, la centrale éolienne d'Ardenville a obtenu une prolongation lui permettant de créer des crédits compensatoires aux termes du TIER jusqu'au 31 octobre 2023 et, par la suite, elle deviendra une centrale avec option d'achat aux termes du TIER. Une installation participante n'est pas considérée comme un grand émetteur de GES et, par conséquent, nous choisissons de participer au TIER. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Blue Trail et Macleod Flats

La centrale Blue Trail appartient à TransAlta Renewables. Blue Trail est une centrale éolienne de 66 MW constituée de 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située dans le sud de l'Alberta et ses activités d'exploitation commerciale ont commencé en novembre 2009. Le parc éolien Blue Trail a créé des crédits compensatoires de carbone aux termes du TIER jusqu'au 16 septembre 2022, date à laquelle la centrale est devenue une centrale participante au TIER. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

La centrale de Macleod Flats, qui appartient à TransAlta Renewables, Macleod Flats consiste en une seule éolienne Vestas V90 de 3,0 MW montée sur une tour de 67 mètres 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 centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Castle River

La centrale de Castle River appartient à TransAlta Renewables. Castle River est une centrale éolienne de 40 MW qui est composée de 66 éoliennes Vestas (trois éoliennes Vestas V44 de 600 kW et 63 éoliennes Vestas V47 de 660 kW) montées sur des tours de 50 mètres et est située au sud-ouest de Pincher Creek, en Alberta. Elle comprend également six turbines supplémentaires, 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. Ce parc génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Cowley North

La centrale de Cowley North appartient à TransAlta Renewables. Cowley North est une centrale éolienne de 20 MW qui est composée de 15 éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 50 mètres. Il est situé 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 centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

McBride Lake

La centrale de McBride Lake est détenue en copropriété par TransAlta Renewables et ENMAX Energy Corporation (« ENMAX »). Le parc éolien de McBride Lake de 75 MW est composé de 114 éoliennes Vestas V47 de 660 kW montées sur des tours de 50 mètres. Il est situé au sud de Fort Macleod, en Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales en avril 2004. Sa production est vendue aux termes du CAÉ de 20 ans conclu avec ENMAX venant à échéance en 2024. Ce parc génère des CPE aux termes du TIER.

Oldman

La centrale Oldman appartient à TransAlta Renewables. La centrale d'Oldman de 3,6 MW, constituée de deux turbines Vestas V80 d'une puissance installée de 3,6 MW, est située à l'est du barrage de la rivière Oldman, près de Pincher Creek, dans le 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 CPE aux termes du TIER.

Sinnott

La centrale éolienne de Sinnott de 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 centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Soderglen

La centrale de Soderglen est détenue en copropriété par TransAlta Renewables et CNOOC Petroleum North America ULC. La centrale de Soderglen, d'une puissance de 71 MW, est constituée de 47 éoliennes GE SLE de 1,5 MW montées sur des tours de 65 mètres et est située au sud-ouest de Fort Macleod. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2006. Le parc éolien de Soderglen génère des CPE aux termes du TIER. Nous acquérons 50 % de la production de la centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 (ce qui exclut la partie de la production qui appartient à CNOOC Petroleum North America ULC) et nous vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Summerview 1

L'installation Summerview 1, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale éolienne de 68 MW composée de 38 éoliennes Vestas V80 de 1,8 MW montées sur des tours de 67 mètres. Elle est située à environ 15 kilomètres au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Nous l'avons construite et celle-ci a commencé ses activités d'exploitation commerciale en septembre 2004. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta. La centrale de Summerview 1 génère des CPE aux termes du TIER.

Summerview 2

L'unité 2 de l'installation de Summerview appartient à TransAlta Renewables. Summerview 2 est une centrale éolienne de 66 MW composée de 22 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située à environ 15 kilomètres au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. Cette centrale a commencé ses activités d'exploitation commerciale en février 2010. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAÉ conclu avec TransAlta Renewables qui vient à échéance en 2033 et vendons ensuite cette production sur le marché de l'électricité de l'Alberta. Le parc éolien de Summerview 2 a généré des crédits compensatoires de carbone aux termes du TIER jusqu'en novembre 2022, moment où elle est devenue une installation participante au TIER.

Windrise

Le parc éolien Windrise appartient à TransAlta Renewables. Le parc éolien Windrise de 206 MW est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek. Le projet de parc éolien Windrise comprend 43 éoliennes Siemens-Gamesa 4.8-145. La centrale Windrise est le plus important parc éolien de la Société à ce jour. La production de la centrale est vendue à l'AESO aux termes d'un CAÉ de 20 ans qui prend fin en 2041. L'exploitation commerciale du parc éolien Windrise a commencé le 10 novembre 2021.

Stockage d'énergie à batteries en Alberta

WindCharger

La centrale WindCharger appartient à TransAlta Renewables. WindCharger est la première installation de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta. L'installation de stockage d'énergie à batteries de WindCharger consiste en une batterie lithium-ion utilisant la technologie Tesla Megapack. Elle a une capacité nominale de 10 MW et d'une capacité de stockage totale de 20 MWh. 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 la centrale éolienne avoisinante de Summerview 2 et l'énergie est déchargée pour les services accessoires. L'installation est une installation participante au TIER. L'installation bénéficie d'un financement conjoint du programme Emissions Reduction Alberta. 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 de l'électricité de l'Alberta.

Centrales éoliennes dans l'est du Canada

Kent Breeze

La centrale de Kent Breeze appartient à TransAlta Renewables. Kent Breeze est un parc éolien de 20 MW qui est composé de huit éoliennes GE de 2,5 MW montées sur des tours de 85 mètres et est situé à Thamesville, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2011. La production de cette centrale est vendue à la SIERE.

Kent Hills 1

Le parc éolien de Kent Hills 1 de 96 MW, dans lequel TransAlta Renewables détient une participation de 83 %, 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 de cette installation est vendue aux termes d'un CAÉ conclu avec Énergie NB. Le 2 juin 2022, nous avons annoncé la prolongation du CAÉ pour une période supplémentaire de 10 ans jusqu'en décembre 2045. Énergie NB a également bénéficié d'une réduction équivalente à 10 % du prix du contrat actuel jusqu'en 2033.

Le 2 juin 2022, nous avons annoncé le plan de remise en état des installations éoliennes, en lien avec la défaillance d'une tour survenue à la centrale de Kent Hills 2 en septembre 2021, qui consiste à démanteler les 49 éoliennes restantes, à démolir et à enlever toutes les fondations des tours actuelles, à les remplacer par des fondations nouvellement conçues, à réassembler les tours et les génératrices des éoliennes, à remplacer l'éolienne qui s'est effondrée et à tester chaque génératrice d'éolienne avant d'effectuer la remise en service de celle-ci. Kent Hills Wind LP a conclu des ententes avec Bird Construction Industrial Services Ltd. et Vestas-Canadian Wind Technology, Inc. afin d'achever les travaux de remise en état des lieux.

Les travaux de remise en état des sites de Kent Hills 1 et 2 devraient être achevés dans la seconde moitié de 2023. Chaque éolienne de Kent Hills 1 et 2 sera remise sous tension et remise en service dès que sa fondation sera remplacée et que l'éolienne sera réassemblée et testée. L'estimation actuelle des dépenses totales de remise en état est d'environ 120 M\$, déduction faite des produits de l'assurance et comprenant la caisse de prévoyance. La Société et Kent Hills Wind LP ont l'intention d'intenter des réclamations pour recouvrer les coûts et les dommages-intérêts connexes auprès de tiers. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Kent Hills 2

L'agrandissement de la centrale éolienne de Kent Hills 2 de 54 MW, dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation de 83 %, est composée de 18 éoliennes Vestas V90 de 3,0 MW montées sur des tours de 80 mètres et est située près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. Natural Forces Technologies Inc. détient la participation restante de 17 %. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2010. Le 2 juin 2022, nous avons annoncé la prolongation du CAÉ venant à échéance en 2035 pour une durée supplémentaire de 10 ans jusqu'en décembre 2045. Énergie NB a également bénéficié d'une réduction équivalente à 10 % du prix du contrat actuel jusqu'en 2033.

Voir la rubrique « *Kent Hills 1* » de la présente notice annuelle et la rubrique « *Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices* » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

Kent Hills 3

L'installation de Kent Hills 3 appartient à 83 % à TransAlta Renewables. Kent Hills 3 se compose de cinq éoliennes Vestas V126 de 3,45 MW. Le 19 octobre 2018, l'exploitation commerciale a commencé et cinq éoliennes de 3,45 MW ont été ajoutées 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 2 juin 2022, nous avons annoncé la prolongation du CAÉ venant à échéance en 2035 pour une durée supplémentaire de 10 ans jusqu'en décembre 2045. Énergie NB a également bénéficié d'une réduction équivalente à 10 % du prix du contrat actuel jusqu'en 2033.

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 aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie qui prend fin en 2033, et la centrale produit des crédits d'énergie renouvelable (« CER ») aux fins de vente.

Melancthon 1

La centrale de Melancthon I appartient à TransAlta Renewables. Melancthon 1 est une centrale éolienne de 68 MW composée de 45 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités d'exploitation commerciale en mars 2006. La production de cette centrale est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ qui expire en 2026, et elle a obtenu un nouveau contrat de capacité avec la SIERE qui débutera le 1^{er} mai 2026 et se terminera le 30 avril 2031.

Melancthon 2

La centrale de Melancthon 2 appartient à TransAlta Renewables. Melancthon 2 est une centrale de 132 MW composée de 88 éoliennes GE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située à proximité de la centrale de Melancthon 1, dans les cantons de Melancthon et d'Amaranth, en Ontario. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2008. Sa production est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ arrivant à échéance en 2028.

New Richmond

La centrale de New Richmond appartient à TransAlta Renewables. Le parc éolien de New Richmond de 68 MW est composée de 27 éoliennes Enercon E82 de 2,0 MW et de six éoliennes Enercon E82 de 2,3 MW montées sur des tours de 100 mètres, et est située à New Richmond, au Québec. Cette centrale a commencé ses activités d'exploitation commerciale 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. Le parc éolien de Wolfe Island de 198 MW est composée de 86 éoliennes Siemens SWT 93 de 2,3 MW montées sur des tours de 80 mètres, et est située à Wolfe Island, 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 CAÉ 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 CAÉ 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 la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 CAÉ 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 la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Lakeswind

L'installation de Lakeswind est un parc éolien de 50 MW situé près de Rollag, au Minnesota. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAÉ 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 pour de plus amples renseignements.

Mass Solar

L'installation de Mass Solar est un portefeuille d'actifs d'énergie solaire de 21 MW qui comprend plusieurs sites situés au Massachusetts. La centrale d'énergie solaire est visée par un CAÉ à long terme conclu avec plusieurs parties contractantes de grande qualité. Outre les produits des activités ordinaires provenant du CAÉ, 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 la centrale d'énergie solaire. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

North Carolina Solar

Les installations de North Carolina Solar représentent un portefeuille d'actifs d'énergie solaire de 122 MW comprenant 20 sites situés en Caroline du Nord. 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 CAÉ à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy, qui, au moment de l'achat, avaient une durée résiduelle moyenne de 12 ans, et qui sont automatiquement prolongés à moins qu'ils ne soient résiliés par l'une des parties. En novembre 2021, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans la centrale solaire. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy Inc. Le 1^{er} décembre 2020, la Société a acquis une participation financière de 49 % dans le parc éolien de Southern Power Company, une filiale de Southern Company. Le 1^{er} avril 2021, TransAlta Renewables a acquis la participation financière dans le parc éolien Skookumchuck. Voir les rubriques « *Développement général de l'activité* » et « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle – TransAlta Renewables* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une contrepartie de première qualité. TransAlta Renewables détient des actions privilégiées reflet de la Société 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 pour de plus amples renseignements.

Installations en cours de construction

Nous possédons une expertise interne en développement applicable à l'externe 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 capacité d'un promoteur de mener à bien des projets.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos installations en cours de construction au 31 décembre 2022 :

Nom de la centrale	Type	Province/État	Capacité nominale (MW) ¹⁾	Date cible du début de l'exploitation commerciale	Source de produits
Installations de l'Alberta					
Garden Plain	Énergie éolienne	AB	130	S1 2023	CLT
Installations en Australie					
Expansion de 132kV de Mount Keith ²⁾	Transport	WA	S.O.	S2 2023	CLT
Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields ²⁾	Énergie solaire	WA	48	S1 2023	CLT
Installations aux États-Unis					
Projet de parc éolien de Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	S2 2023	CLT
Projet de parc éolien de White Rock	Énergie éolienne	OK	300	S2 2023	CLT
Total des installations en cours de construction			678		

1) Les MW sont estimés et arrondis au nombre entier le plus proche.

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

Installation de l'Alberta

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 éoliennes Siemens-Gamesa SGRE SG-145 d'une capacité nominale de 130 MW; elle a une date de début d'exploitation commerciale prévue au premier semestre 2023. Pembina et TransAlta ont conclu un CAÉ de 18 ans pour 100 MW, à compter de l'exploitation commerciale de Garden Plain. La tranche restante de 30 MW de la centrale fait l'objet d'un contrat auprès d'un client commercial. Aux termes d'un contrat distinct, Pembina Pipeline Corporation (« Pembina ») a l'option d'acheter une participation de 37,7 % dans le projet. L'option peut être exercée au plus tard 30 jours après que Pembina ait reçu l'avis de la date d'exploitation commerciale. Voir la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Installations de l'Australie

Expansion du réseau de 132kV de Mount Keith

Le projet du réseau de transport de 132kV de Mount Keith est actuellement en construction et se situe en Australie-Occidentale. Southern Cross Energy, une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait convenu de prolonger le réseau de transport de 132 kV de Mount Keith en Australie-Occidentale afin de soutenir les activités d'exploitation de BHP Nickel West (« BHP ») dans le nord de la région de Goldfields. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, lequel a une durée de 15 ans. Le projet facilitera le raccordement à notre réseau d'une capacité de production supplémentaire afin de soutenir les activités d'exploitation de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible teneur en carbone. Il devrait être achevé au deuxième semestre de 2023. Voir la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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

En 2021, SCE, une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, a conclu une entente visant à fournir à BHP de l'électricité renouvelable pour ses activités d'exploitation dans le nord de la région de Goldfields par 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. L'installation combinée d'énergie solaire et de stockage d'énergie a une date de début d'exploitation commerciale prévue au premier semestre de 2023. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Installations aux États-Unis

Horizon Hill

Le projet de parc éolien de Horizon Hill de 200 MW est situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. La totalité (100 %) de la production du projet sera prise en charge par Meta, société anciennement connu sous le nom de Facebook, dans le cadre d'un CAÉ à long terme. En vertu de cette entente, Meta recevra à la fois de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux. L'installation comprendra un total de 34 éoliennes Vestas; la date de début d'exploitation commerciale est prévue au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et détiendra l'installation. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

White Rock East et White Rock West

Les projets de parc éolien de White Rock East et de White Rock West sont actuellement en construction et sont situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ 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. Les projets de parcs éoliens de White Rock comprendront un total de 51 éoliennes Vestas; la date de début d'exploitation commerciale est prévue au deuxième semestre 2023. TransAlta construira, exploitera et détiendra les installations. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Secteur Gaz

Le secteur Gaz détient une capacité nette détenue de 2 775 MW. Les centrales sont situées en Alberta, en Ontario, au Michigan et en Australie-Occidentale.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales alimentées au gaz naturel au 31 décembre 2022 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) ¹⁾	Intérêts consolidés	Capacité installée brute ¹⁾	Propriété	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits ²⁾	Date d'expiration du contrat ³⁾
Alberta									
Fort Saskatchewan ⁴⁾	AB	118	60 %	71	50 %	35	1999	CLT/ Commerciale	2029
Unité n° 2 de Keephills	AB	395	100 %	395	100 %	395	1984	Commerciale	-
Unité n° 3 de Keephills	AB	463	100 %	463	100 %	463	2011	Commerciale	-
Poplar Creek ⁵⁾	AB	230	100 %	230	100 %	230	2001	CLT	2030
Unité n° 1 de Sheerness ⁴⁾	AB	400	50 %	200	50 %	100	1986	Commerciale	-
Unité n° 2 de Sheerness ⁴⁾	AB	400	50 %	200	50 %	100	1990	Commerciale	-
Unité n° 6 de Sundance	AB	401	100 %	401	100 %	401	1980	Commerciale	-
Capacité gazière totale de l'Alberta		2 407		1 960		1 724			
Est du Canada et États-Unis									
Ada ⁶⁾	MI	29	100 %	29	100 %	29	1991	CLT	2026
Ottawa ⁴⁾	ON	74	100 %	74	50 %	37	1992	CLT/ Commerciale	2033
Sarnia ⁷⁾	ON	499	100 %	499	100 %	499	2003	CLT	2031
Windsor ⁴⁾	ON	72	100 %	72	50 %	36	1996	CLT/ Commerciale	2031
Capacité gazière totale de l'Est du Canada et des États-Unis		674		674		601			
Australie									
Gazoduc de Fortescue River ⁶⁾	WA ⁸⁾	s.o.	100 %	s.o.	43 %	s.o.	2015	CLT	2035
Parkeston ⁶⁾⁽⁹⁾	WA ⁸⁾	110	50 %	55	100 %	55	1996	CLT/ Commerciale	2026
South Hedland ⁶⁾⁽¹⁰⁾	WA ⁸⁾	150	100 %	150	100 %	150	2017	CLT	2042
Southern Cross ⁶⁾⁽⁷⁾⁽¹¹⁾	WA ⁸⁾	245	100 %	245	100 %	245	1996	CLT	2038
Capacité gazière totale de l'Australie		505		450		450			
Capacité gazière totale		3 586		3 084		2 775			

- 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 2022, environ 60 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables appartenaient, directement ou indirectement, à TransAlta.
- 2) La grande majorité des installations d'exploitation sous contrat de la Société bénéficient de dispositions de rajustement en fonction de l'inflation qui s'appliquent à la totalité ou à une partie de nos produits des activités ordinaires aux termes de ces contrats.
- 3) Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.
- 4) Nous détenons nos participations dans ces centrales par l'entremise de notre participation dans TransAlta Cogeneration LP (« TA Cogen »).
- 5) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor Énergie Inc., qui en deviendra propriétaire en 2030.
- 6) TransAlta Renewables détient des actions privilégiées reflétant de la Société qui lui procurent une participation financière dans la centrale.
- 7) TransAlta Renewables est propriétaire de cette centrale.
- 8) Ces actifs sont situés en Australie-Occidentale.
- 9) La centrale de Parkeston est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.
- 10) L'installation de South Hedland fait l'objet d'un contrat avec FMG et Horizon Power.
- 11) Comprend quatre centrales.

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 pour de plus amples renseignements. 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. Le contrat de l'installation a une durée initiale de 10 ans, qui a commencé le 1^{er} janvier 2020, avec l'option de deux prolongations de cinq ans. Le contrat permet à notre client de continuer de profiter de la souplesse opérationnelle qu'offre la centrale.

Keephills 2

L'unité n° 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 n° 2 de Keephills de 395 MW, alimentée au gaz, a terminé sa conversion au gaz naturel au printemps 2021 et son exploitation commerciale a été annoncée le 19 juillet 2021. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2037.

Keephills 3

L'unité n° 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 n° 3 de Keephills de 463 MW, alimentée au gaz, a achevée sa conversion au gaz naturel au deuxième semestre de 2021 et son exploitation commerciale a été annoncée le 29 décembre 2021. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2039.

Poplar Creek

La 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 l'entente, Suncor a acquis les deux turbines à vapeur de la Société 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 le 31 décembre 2030.

Sheerness 1 et 2

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 n° 2 de Sheerness a été convertie en centrale alimentée au gaz naturel et la capacité de l'unité est passé 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 n° 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.

Depuis le 1^{er} janvier 2021, chaque propriétaire offre séparément sa part de production sur le marché de l'électricité de l'Alberta. Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Sundance 6

L'unité n° 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 n° 6 de Sundance est une unité alimentée au gaz de 401 MW qui a terminé sa conversion au gaz au premier semestre de 2021 et a annoncé son exploitation commerciale le 31 janvier 2021. 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 n° 3 de la centrale de Keephills et de la centrale de Sheerness, lesquelles centrales sont alimentées au charbon. Aux termes de l'accord relatif à l'abandon du charbon, 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 importante en Alberta (notamment des niveaux d'emploi prescrits), le maintien du financement de programmes et d'initiatives appuyant les collectivités établies autour des installations 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

Ada

Ada est une installation de cogénération sous contrat de 29 MW située à Ada, dans le Michigan. L'installation est en service depuis 1991, 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 1^{er} avril 2021, TransAlta Renewables a acquis la participation financière dans la centrale.

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 pour de plus amples renseignements. Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné de 74 MW. 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 pour une durée de 5 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/ou 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 »), à INEOS Styrolution Canada Ltd., une installation de production de styrène auparavant détenue par NOVA, à Produits Suncor Énergie, S.E.N.C. et à trois nouveaux clients industriels. Les contrats avec les nouveaux clients concernent des charges qui avaient auparavant été fournies et revendues par ARLANXEO Canada Inc. En outre, la centrale fournit de l'électricité à la SIERE aux termes d'un contrat qui vient à échéance le 30 avril 2031.

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 pour de plus amples renseignements. Il s'agit d'une centrale de cogénération à cycle combiné de 72 MW. À compter du 1^{er} décembre 2016, la centrale de Windsor a commencé à être exploitée aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE pour une durée de 15 ans et portant sur une capacité maximale de 72 MW. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à FCA Canada Inc. à Windsor aux termes d'un contrat qui expire en 2028 et qui comporte six périodes de renouvellement successives d'un an chacune.

Centrales alimentées au gaz de l'Australie

Gazoduc de Fortescue River

En 2014, nous avons créé la coentreprise Fortescue River Gas Pipeline avec AGI Fortescue River Pty Limited, anciennement connue sous le nom 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 FMG 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. TransAlta Renewables

a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le gazoduc de Fortescue River.

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 (NPK) Pty Ltd., une filiale de Northern Star Resources Limited. 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. 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. TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans la centrale de Parkeston.

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 est sous contrat avec deux clients. Une capacité de 110 MW est visée par un contrat avec Horizon Power jusqu'en 2042. Horizon Power est la société d'État qui fournit l'électricité dans la région. Le second client est le secteur des activités portuaires de Fortescue Metals Group Ltd. (« FMG ») pour une capacité de 35 MW. TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans la centrale de South Hedland.

Southern Cross

La centrale de Southern Cross 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 modifié le CAÉ avec BHP. Celui-ci est entré en vigueur le 1^{er} décembre 2020 et remplace le contrat précédent qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ a reporté la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et a conféré 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. TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans les quatre centrales alimentées au gaz naturel et au diesel.

Le CAÉ soutient les besoins futurs en électricité et les cibles de réduction des émissions de BHP en lui accordant des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris les technologies relatives à l'énergie solaire, à l'énergie éolienne et au 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 d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, et le projet de stockage d'énergie à batteries de Mount Keith et de Leinster. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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

Secteur Transition énergétique

Le secteur Transition énergétique détient une participation nette de 671 MW. Les deux installations sont situées aux États-Unis.

Le tableau ci-dessous présente nos installations en transition énergétique au 31 décembre 2022 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) ¹⁾	Intérêts consolidés	Capacité installée brute ¹⁾	Propriété	Capacité nette détenue (MW) ¹⁾	Date du début de l'exploita- tion com- merciale	Source de pro- duits	Date d'ex- piration du contrat
États-Unis									
Centralia	WA	670	100 %	670	100 %	670	1971	CLT/Commerciale	2025
Skookumchuck ²⁾	WA	1	100 %	1	100 %	1	1970	CLT	2025
Capacité de transition énergétique totale		671		671		671			

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 de Centralia.

Centralia

La centrale au charbon de Centralia est située à Washington (États-Unis) et se compose d'une unité de 670 MW.

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un CAÉ en vertu duquel notre centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy pendant 11 ans. Le contrat prend fin en 2025, lorsque la centrale cessera de brûler du charbon. En vertu du contrat, Puget Sound Energy achète 380 MW de charge de base jusqu'en décembre 2024, puis 300 MW en 2025. 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.

Nous vendons l'électricité produite par la centrale thermique de Centralia au sein du *Western Electricity Coordinating Council* et, en particulier, sur le marché de l'électricité de la région du Pacifique Nord-Ouest des États-Unis. 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.

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 communautaire de 55 M\$ US fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (le « projet de loi »). 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. Au 31 décembre 2022, nous avons financé 50 M\$ US sur l'engagement total de 55 M\$ US.

Centrale hydroélectrique Skookumchuck

Nous possédons une centrale hydroélectrique de 1 MW située 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 CAÉ avec Puget Sound Energy en vertu duquel la centrale hydroélectrique de Skookumchuck lui fournira de l'énergie jusqu'en 2025.

Activités de remise en état

Mine de Centralia

Nous sommes propriétaires d'une mine de charbon à proximité de la centrale de Centralia, bien que les activités d'extraction aient été abandonnées à la 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.

En vertu de la loi des États-Unis intitulée *Federal Mine Safety and Health Act*, nous devons déclarer toutes les assignations à notre mine de Centralia. La mine n'est pas exploitée actuellement. Il ne s'y est produit aucun accident ayant causé des blessures en 2022. 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 violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période (nbre)
4500416	15 ¹⁾	0	0	0	0	2 369 ²⁾	0	Non	Non	0

1) Assignations en vertu de l'alinéa 104 : TransAlta Centralia Mining (13 violations) et Cascade Trader (sous-traitant) (2 violations).

2) Citations contestées : Coalview Centralia LLC (2 103 \$) et Cascade Trader (266 \$).

Mine de Highvale

Nous sommes propriétaires de la mine de Highvale, qui fournissait du charbon aux centrales de Sundance et de Keephills, lesquelles étaient auparavant alimentées au charbon. 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 et est actuellement en phase de remise en état en date du 1^{er} janvier 2022.

Mise hors service des centrales au charbon

Au total, TransAlta a mis hors service une capacité de production alimentée au charbon de 4 464 MW depuis 2018 tout en convertissant 1 659 MW en gaz naturel à combustion plus propre. Les sept unités suivantes ont été mises hors service : Centrale thermique Centralia 1, Keephills 1, et Sundance 1, 2, 3, 4 et 5. Cette mise hors service s'inscrit dans notre stratégie de transition vers l'électricité propre. Conformément au projet de loi, l'unité n° 2 de la centrale thermique de Centralia sera mise hors service le 31 décembre 2025.

Secteur Commercialisation de l'énergie

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

- la collecte et l'analyse des tendances du marché pour permettre une planification stratégique et une prise de décisions plus efficaces;
- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de nos actifs de production, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits de base énergétiques;
- le commerce actif de l'électricité, du gaz naturel et de produits environnementaux sur divers marchés; et
- 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.

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 financières, juridiques, ressources humaines, administratives, de développement des affaires et de relations avec les investisseurs de la Société.

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 2022, la Société détenait, directement et indirectement, environ 60 % 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, 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. Dans le cadre des services fournis aux termes de la convention de services de gestion, 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 fournis à TransAlta Renewables aux termes de la convention de services de gestion (les « frais d'administration »). Les frais d'administration sont payables en versements trimestriels égaux. Le 28 février 2020, la convention de services de gestion 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 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 et d'exploitation, quant au fait que le BAIIA ajusté est calculé avant la prise en compte des frais d'administration. En 2022, les frais d'administration se sont élevés à environ 18 M\$.

La durée initiale de la convention de services de gestion est de 10 ans; toutefois, il est entendu que la convention sera automatiquement renouvelée pour des périodes successives de cinq 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 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 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 %.

En août 2013, nous avons conclu des CAÉ à long terme avec TransAlta Renewables (les « CAÉ de Renewables ») avec certaines filiales de TransAlta Renewables (chacune étant une « filiale commerciale ») prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite par les filiales commerciales. Le prix initial que devait payer la Société en 2013 pour la production en vertu des CAÉ 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 2022 sont de 34,90 \$/MWh pour les parcs éoliens et de 52,36 \$/MWh pour les centrales hydroélectriques. Aux termes de chaque CAÉ 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 CAÉ 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.

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 alimentée par deux combustibles de 800 MW de Sheerness en Alberta et une participation de 60 % dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan 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 pour de plus amples renseignements.

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 de manière importante dans une nouvelle capacité de production, ce qui comprend, sans s'y limiter :

- On délaisse de plus en plus la production d'électricité à partir du charbon. Ce délaissement est motivé par l'âge des actifs et de la politique gouvernementale qui impose un prix croissant sur les émissions et, dans certains cas, qui oblige la mise hors service de ces actifs.
- 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;
- 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, aux États-Unis et en Australie.

Alberta

Environ 52 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. En date du 31 décembre 2022, notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta est une combinaison de centrales hydroélectriques, de parcs éoliens, d'une centrale de stockage d'énergie 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 accessoires 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 2 % de 2021 à 2022, 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 moyen du réseau commun d'énergie en Alberta est passé de 102 \$/MWh en 2021 à 162 \$/MWh en 2022. Les prix du réseau commun d'énergie étaient plus élevés chaque trimestre par rapport à 2021, généralement en raison d'une demande plus élevée dans la province et des prix plus élevés du gaz naturel et du carbone. De plus, en 2022, la province a connu une très forte demande liée aux conditions météorologiques en août et septembre 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 se-

lon laquelle le coût au titre du carbone s'établirait à 170 \$ la tonne d'ici 2030. Nous estimons 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.

Région du Pacifique Nord-Ouest des États-Unis

Notre capacité de production dans la région du Pacifique Nord-Ouest des États-Unis comprend notre unité au charbon restante de Centralia et notre participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck. L'unité au charbon restante de Centralia sera progressivement mise hors service au cours des trois prochaines années, la capacité restante de la centrale devant être mise hors service à la fin de 2025.

La capacité du réseau de cette région comprend principalement la production d'hydroélectricité et la production d'électricité au gaz, de même que l'ajout de quelques centrales éoliennes au cours des dernières années en raison des programmes gouvernementaux favorisant la production d'énergie renouvelable. L'augmentation de la demande dans la région a été faible, et atténuée encore davantage par l'accent mis sur l'efficacité énergétique. 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. Le site de Centralia détient également une valeur éventuelle pour des occasions de réaménagement futur compte tenu de son accès à l'infrastructure actuelle et à l'interconnexion aux fins de transport.

Australie

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 Gold-fields, nous travaillons à divers projets avec notre BHP, conformément à notre contrat prolongé qui vise à aider BHP à atteindre son objectif de décarbonisation. Nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive et crée de nouvelles occasions pour nos activités en d'Australie-Occidentale.

Rapport de gestion Production à partir du gaz et des énergies renouvelables faisant l'objet de contrats

Nous aménageons et acquérons des installations de production de gaz naturel et d'énergie renouvelable dans des marchés très concurrentiels. Nos antécédents en tant qu'exploitant et promoteur chevronné renforcent notre position concurrentielle. Dans la mesure du possible, nous tentons 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 canadien 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.

Caractère saisonnier et cyclique

Notre activité est cyclique en raison : a) de la nature même de la production d'électricité 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. Notre stratégie de diversification technologique et géographique réduit notre exposition aux fluctuations des ressources naturelles dans toutes les régions. Les résultats financiers d'un trimestre donné peuvent toutefois ne pas être représentatifs de tous les trimestres. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 (« ECCC ») 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* » de la présente notice annuelle.

Les modifications apportées à la réglementation ne devraient pas avoir d'incidence importante à court terme sur la production de nos centrales au Nouveau-Brunswick, en Colombie-Britannique et au Québec, puisque la production de ces centrales est entièrement visée par des contrats conclus avec des cocontractants solvables.

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 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. 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 2025.

Nos installations en Ontario sont généralement visées par des contrats et par conséquent, nous nous attendons à ce que les modifications des règles du marché aient une incidence minime à court terme sur la Société.

La SIERE a procédé à un appel d'offres concurrentiel pour renouveler les contrats relatifs à la production actuelle qui auraient expiré d'ici 2026. Notre centrale de cogénération de Sarnia et notre centrale de Melancthon 1 ont réussi le processus d'appel d'offres et ont obtenu de nouveaux contrats de capacité de cinq ans qui commencent le 1^{er} mai 2026 et viennent à échéance le 30 avril 2031. La SIERE prévoit également de fournir une extension (en

prolongeant les contrats actuels jusqu'à la date d'entrée en vigueur des nouveaux contrats de cinq ans) pour des installations comme Sarnia et Melancthon 1, dont les contrats expirent avant le 1^{er} mai 2026.

La SIERE a également entrepris un processus d'approvisionnement en technologie et en contrats à long terme visant une capacité maximale de 4 000 MW entre le 1^{er} mai 2025 et le 1^{er} mai 2027. Jusqu'à 1 500 MW pourraient être obtenus à partir de génératrices alimentées au gaz, les 2 500 MW restants provenant du stockage d'énergie ou d'autres technologies non émettrices de GES.

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.

Les modifications apportées à la réglementation ne devraient pas avoir d'incidence importante à court terme sur la production de nos centrales du Minnesota, du Massachusetts, du New Hampshire, de la Caroline du Nord, de l'Oklahoma, de la Pennsylvanie et du Wyoming, puisque la production de ces centrales est entièrement visée par des contrats conclus avec des cocontractants solvables.

Washington

Les installations de Centralia et de Skookumchuck sont exploitées dans l'État de Washington. La *Washington Transportation and Utilities Commission* (la « WTUC ») 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 WTUC 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). L'installation de Centralia, la centrale hydroélectrique Skookumchuck et le parc éolien Skookumchuck ne sont pas réglementés par la WTUC, 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 WTUC aient une incidence importante sur les flux de rentrées.

Australie

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

L'AEMO dirige actuellement un programme de travail impliquant l'industrie de l'électricité en général pour mettre en œuvre de nouvelles réformes du WEM, y compris le lancement d'une répartition soumise à des contraintes de sécurité sur le marché de l'énergie et l'introduction de services accessoires supplémentaires pour soutenir la transition vers des sources d'énergie renouvelables. La nouvelle conception du WEM devrait commencer le 1^{er} octobre 2023.

Les réformes du NWIS ont été progressivement mises en œuvre, notamment l'accès des tiers aux réseaux de transport, la coordination de la planification des interruptions et l'adéquation de la production. En 2023, l'approvisionnement au marché de certains services accessoires est prévu au calendrier, tout comme la mise en œuvre d'un mécanisme simple d'équilibre énergétique.

Gestion du risque environnemental

Nous sommes assujettis aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux, d'États américains et des administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'énergie. Nous sommes déterminés à respecter les exigences de la loi ainsi qu'à réduire le plus possible l'incidence de nos activités d'exploitation sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements, les parties prenantes et le public en vue de mettre au point des cadres appropriés de protection de l'environnement et de promotion du développement durable.

Législation environnementale en cours et adoptée récemment

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

Information financière relative aux changements climatiques

Nous avons effectué un examen des risques et des occasions liés aux changements climatiques, afin de nous conformer aux recommandations du GIFCC, passant en revue notre stratégie, notre gouvernance et notre approche de gestion des risques à l'égard des changements climatiques et nos mesures et cibles quant aux GES. En 2022, nous avons élaboré un plan de transition climatique et préparé des mesures financières liées aux changements climatiques. Voir la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Gouvernement fédéral canadien

Tarifification fédérale du carbone et réglementation sur les 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 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. Des modifications à la LTPGES ont été apportées en octobre 2022 afin d'harmoniser les redevances sur les émissions des installations avec la trajectoire mise à jour du prix du carbone du gouvernement, qui est de 65 \$ la tonne de CO₂ de en 2023, avec des augmentations de 15 \$ par année pour atteindre 170 \$ la tonne d'ici 2030.

En mars 2022, Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») a publié un document de réflexion concernant le *Règlement sur l'électricité propre* (le « REP ») visant à atteindre un secteur de l'électricité carboneutre au Canada d'ici 2035. ECCC continue de se pencher sur le projet de règlement et devrait publier un projet de règlement au premier semestre de 2023.

Nous continuerons de collaborer activement avec le gouvernement fédéral afin de comprendre l'incidence de ces politiques et initiatives sur nos activités afin de gérer les risques et de repérer les occasions.

Alberta

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1^{er} janvier 2020, le gouvernement de l'Alberta a remplacé le cadre législatif intitulée *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « CCIR ») par le *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le « TIER »).

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

Le 15 décembre 2022, des modifications au TIER et au *Règlement sur les sanctions administratives* ont été annoncées après l'approbation du gouvernement fédéral, lesquelles comprenaient les modifications suivantes :

- Le calendrier de financement du TIER par arrêté ministériel pour la période de 2023 à 2030, de 65 \$ par tonne d'éq. CO₂ en 2023, et augmentant de 15 \$ par tonne d'éq. CO₂ par année pour atteindre 170 \$ par tonne d'éq. CO₂ d'ici 2030;
- À compter de 2023, un taux de resserrement annuel de deux pour cent s'appliquera à l'indice de référence à rendement élevé pour l'électricité, qui passera de 0,3700 tonne d'éq. CO₂ par MWh en 2022 à 0,3108 tonne d'éq. CO₂ par MWh d'ici 2030;
- Le plafond des crédits compensatoires pour les émissions, des normes de rendement en matière d'émissions ou des crédits de séquestration pouvant être utilisés par une installation donnée au cours d'une année a été fixé à 60 % en 2023, à 70 % en 2024, à 80 % en 2025 et à 90 % en 2026 et par la suite;
- Les crédits de rendement en matière d'émissions et les crédits compensatoires pour les émissions ont été modifiés pour expirer dans cinq ans, plutôt que dans huit et neuf ans comme c'était le cas auparavant, respectivement.

Ces changements se traduiront par une réduction des crédits d'émissions pour les nouveaux projets d'énergie renouvelable. Cependant, toutes choses étant égales par ailleurs, ils devraient également entraîner une hausse de la demande de crédits d'émissions pour les installations d'énergie renouvelable de TransAlta. Les centrales alimentées au gaz de TransAlta devront respecter des normes de rendement plus rigoureuses. Le TIER demeurera en vigueur jusqu'en 2030 et sera révisé au plus tard le 31 décembre 2026.

Ontario

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Depuis le 1^{er} janvier 2022, le système des normes de rendement à l'égard des émissions (le « NRE ») appliqué en Ontario et les normes fédérales de rendement fondées sur la production ne s'appliquent plus aux émetteurs visés.

En décembre 2022, l'Ontario a annoncé des changements au NRE qui ont été approuvés par le gouvernement fédéral. Deux changements liés à l'électricité auront une incidence sur les centrales alimentées au gaz de TransAlta en Ontario :

- La modification de la norme de rendement en matière d'électricité, qui passera de 0,37 tonne d'éq. CO₂ par MWh à 0,31 tonne d'éq. CO₂ par MWh à compter de 2023, et restera inchangée jusqu'en 2030;
- Permettre aux unités de cogénération d'utiliser des normes de rendement distinctes pour l'électricité et la chaleur afin de permettre des conditions de concurrence équitables pour toute l'électricité dans le cadre du NRE.

La modification du traitement de la norme de rendement de la cogénération sera avantageuse pour les centrales de TransAlta en éliminant une norme de cogénération unique antérieure qui était plus sévère que l'utilisation de normes distinctes pour la chaleur et l'électricité. La valeur de ce changement se répercute sur les clients sous contrat, mais contribue à rendre la cogénération plus concurrentielle en tant que solution énergétique.

L'Ontario poursuit ses travaux sur la transition vers le gaz naturel et le développement d'un marché volontaire de crédits d'énergie propre. TransAlta poursuivra son dialogue avec le gouvernement à l'égard d'initiatives stratégiques pertinentes afin d'atténuer les risques et de repérer les occasions éventuelles.

États-Unis

Le gouvernement des États-Unis a établi des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de carbone, notamment une réduction de 50 % à 52 % des émissions nationales par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, un réseau électrique carboneutre d'ici 2035 et une économie nationale carboneutre d'ici 2050. Les États-Unis n'ont pas de système national de tarification du carbone, mais ils offrent des mesures incitatives fédérales importantes pour la production d'énergie renouvelable et les nouvelles technologies et infrastructures, y compris des dépenses en vertu de la loi intitulée *Inflation Reduction Act*.

Les politiques d'États et de régions en matière de climat et de marché ont une incidence importante sur le rythme de la transition énergétique aux États-Unis, de nombreux gouvernements exerçant leurs activités selon des normes relatives aux portefeuilles d'énergie renouvelable et des systèmes de tarification du carbone. Tout comme au Canada, des évaluations indépendantes suggèrent que les États-Unis auront besoin d'une croissance importante de la production d'énergie carboneutre pour atteindre leurs cibles nationales en matière de climat.

État de Washington

Programme de plafonnement et d'échange des droits d'émission pour les grands émetteurs

En 2010, le bureau du gouverneur et le *Department of Ecology* de l'État de Washington ont négocié des ententes avec TransAlta pour mettre hors service les deux unités de production d'électricité alimentées au charbon 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.

Le 17 mai 2021, le gouverneur Inslee a signé la loi intitulée *Climate Engagement Act* (la « CCA ») de l'État de Washington. Cette loi concernera les entités émettant plus de 25 000 tonnes d'éq. CO₂ 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. 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. La CCA entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Alors que le *Department of Ecology* de l'État de Washington continue de dévoiler les derniers éléments du programme, des enchères trimestrielles pour la conformité sont déjà prévues, le premier avis d'enchère étant émis le 28 février 2023. Les enchères offriront des allocations d'ancienneté pour l'année 2023 (allocations actuelles) et les allocations d'ancienneté pour des années futures ne seront pas offertes. TransAlta continue de s'entretenir avec les ministères pertinents afin de mieux comprendre la mise en œuvre du programme et la façon dont la nouvelle loi aura une incidence sur le commerce de l'énergie sur le marché.

Australie

En octobre 2021, le gouvernement australien a annoncé une cible visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Après les élections fédérales de mai 2022, le gouvernement travailliste nouvellement élu a adopté une cible à court terme plus ambitieuse dans le cadre de la loi intitulée *Climate Change Act 2022*, qui engage l'Australie à réduire ses émissions de 43 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. En outre, le gouvernement a confirmé son intention de faire passer la production d'électricité renouvelable à 82 % de l'approvisionnement en électricité d'ici 2030. Le gouvernement envisage actuellement d'apporter des modifications au mécanisme de sauvegarde, mais ces modifications ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les actifs de TransAlta.

Le plan du gouvernement australien pour atteindre les réductions d'émission nécessaires est axé à la fois sur le développement technologique et la réduction des coûts, permettant un déploiement à grande échelle grâce à des incitatifs et au développement des infrastructures, ainsi que la mise à jour de certains de ses mécanismes réglementaires. Plus particulièrement, un fonds de 20 G\$ AU a été mis de côté pour soutenir l'investissement dans l'infrastructure, comme le renforcement du réseau de transport et la transition vers les énergies renouvelables.

Les politiques des États australiens continuent d'être axées sur le recours accru aux énergies renouvelables, à l'hydrogène et au stockage d'énergie et sur l'abandon du charbon.

TransAlta ne voit aucun risque important pour ses actifs australiens existants. La politique et le financement qui soutiennent la poursuite de la décarbonisation industrielle pourraient offrir des occasions de croissance supplémentaires sur le marché australien.

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 d'administration 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 :

Systemes de gestion environnementale

Chez TransAlta, nous exploitons nos installations conformément aux pratiques exemplaires en matière de normes de gestion environnementale. Les processus de notre système de gestion environnementale (les « 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) 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. Le 5 avril 2022, nous avons conclu un CAÉ à long terme avec Meta visant l'enlèvement de 100 % de la production de notre projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW situé en Oklahoma. Nous avons achevé la construction de notre centrale éolienne Windrise de 206 MW et son exploitation commerciale a débuté le 10 novembre 2021. La Société a également acquis une centrale North Carolina Solar de 122 MW en novembre 2021. En décembre 2021, nous avons conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon Energy LLC 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.

De plus, nous avons élaboré des politiques et des méthodes afin de nous conformer à la réglementation et de réduire toute perturbation du milieu causée par nos ressources en énergie renouvelable, notamment la surveillance du bruit et des incidences 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° 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° 2 de Keephills, l'unité n° 6 de Sundance et l'unité n° 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 notre unité n° 5 de la centrale alimentée au charbon de Sundance et nous avons suspendu notre plan de réalimentation de l'unité au gaz naturel. Le 31 décembre 2021, l'unité n° 1 de Keephills a été mise hors service et, le 1^{er} avril 2022, l'unité n° 4 de Sundance a été mise hors service. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022, nous avons mis fin à l'alimentation au charbon au Canada.

Ensemble, toutes ces mesures ont considérablement réduit les répercussions environnementales de nos activités, soit les émissions atmosphériques, les émissions de GES, l'utilisation de l'eau et les perturbations des sols et ont réduit 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 environnementale

Les changements qui ont été apportés récemment ou qui seront apportés ultérieurement à la législation ou à la réglementation environnementale pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements et la rubrique « *Gouvernance et gestion des risques* » de notre rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. 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 2022, qui est intégré par renvoi dans les présentes.

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

Les pannes de matériel ainsi que l'exploitation et l'entretien de nos installations comportent des risques pouvant avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Une panne de matériel pour nos activités d'exploitation 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 représente un risque qui pourrait avoir une incidence défavorable importante 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 pannes 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.

L'exploitation, la maintenance, la modernisation, la construction et l'agrandissement de centrales électriques comportent des risques, notamment un bris ou une panne du matériel 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 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 éventuelles 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 continu avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service de maintenance satisfaisant ou honorer une garantie à des conditions raisonnables, nous devons peut-être conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs ou effectuer nous-mêmes les services. Ces arrangements pourraient être plus coûteux pour nous que nos arrangements actuels et si nous ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à obtenir des pièces ou des connaissances techniques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous. 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 souscrivons 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. De plus, des circonstances pourraient se présenter à l'avenir où la Société pourrait être tenue de produire de l'électricité ou de la vapeur à un coût supérieur aux produits d'exploitation qu'elle en tire.

Rien ne garantit que la protection d'assurance applicable protégerait adéquatement nos activités contre des incidences défavorables importantes. En outre, rien ne garantit que nous pourrions remettre en état le matériel ou les actifs qui sont à la fin de leur vie utile.

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

L'inflation ou d'autres augmentations dans la structure des coûts de la Société qui sont indépendantes de la volonté de cette dernière pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre 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 de l'électricité 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, l'importance de la capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions et le coût du carbone; la structure du marché; la disponibilité du transport (y compris à partir d'autres territoires); 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. Il est actuellement prévu qu'une quantité importante de nouvelle production sera mise en service à court terme en Alberta, y compris une centrale à cycle combiné de 900 MW dont la date d'exploitation commerciale est prévue pour le premier semestre de 2024, ce qui pourrait entraîner une baisse des prix de l'électricité en Alberta et faire en sorte qu'une partie de la production de la Société ne soit plus rentable. En outre, le marché de l'Alberta est le seul marché de l'électricité entièrement déréglementé au Canada et cette structure de marché pourrait inciter les entreprises qui achètent de l'électricité à investir dans de nouvelles sources d'énergies renouvelables dans la province uniquement pour des raisons liées aux facteurs ESG (c.-à-d. pour satisfaire aux objectifs de décarbonisation) qui pourraient ne pas correspondre aux données fondamentales de l'offre et de la demande. Cette situation pourrait entraîner une offre excédentaire d'électricité intermittente sur le marché de l'électricité de l'Alberta et exercer une pression à la baisse sur les prix de l'électricité et contribuer à une importante volatilité des prix à court terme.

Les effets des crises de santé publique, comme la COVID-19, pourraient encore nuire aux projets de construction de la Société et à l'exploitation et à l'entretien de nos actifs.

Les répercussions des crises de santé publique, y compris la COVID-19, sur la Société dépendront en grande partie de la gravité et de la durée globales de ces événements. À l'heure actuelle, ces événements sont impossibles à prévoir et présentent des risques, notamment : les risques de directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; la disponibilité réduite de la main-d'œuvre, nuisant à notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; les répercussions sur la capacité de la Société d'atteindre ses objectifs de croissance; la baisse de la demande en électricité à court ou à long terme et la baisse des prix de l'électricité; l'augmentation des coûts attribuable aux efforts déployés par la Société pour atténuer l'incidence de ces crises de santé publiques; la 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; la hausse du taux de perte sur les créances clients en raison de défaillances de crédit; les perturbations de la chaîne d'approvisionnement de la Société; la hausse du coût des matériaux, des composantes, du matériel et de la main-d'œuvre qualifiée; les baisses de valeur ou la dépréciation des actifs; et les 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 liées à la cybersécurité.

Nos installations, nos projets de construction et nos activités d'exploitation sont touchés par les effets de catastrophes naturelles, de crises de santé publique et d'autres événements catastrophiques indépendants de notre volonté et ceux-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante.

Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés à des dommages et à des interruptions potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre et les crises de santé publique, comme les pandémies et les épidémies), d'autres activités sismiques et les pannes de matériel. En outre, les changements climatiques pourraient accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Rien ne garantit que si un tremblement de terre, une inondation, un cyclone, un ouragan, une tornade, un tsunami, 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 de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels aux termes de CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir une incidence défavorable importantes sur nos activités. Nos installations, nos projets de construction et nos activités d'exploitation 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 CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, bon nombre de nos centrales sont situées dans des zones éloignées, ce qui peut rendre la réparation des dommages coûteuse ou difficile d'accès. 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; à l'obtention de droits fonciers; 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 important et défavorable sur nous, notre situation financière, notre capacité à exercer nos activités 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 une incidence défavorable importante sur nous et sur notre situation financière, notre capacité d'exercer nos activités 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 poli-

tiques ou le personnel des gouvernements; b) les changements touchant la conjoncture économique générale; c) les restrictions visant le transfert et la conversion des devises; d) les changements dans les relations de travail; e) l'instabilité politique et l'agitation civile; f) les changements réglementaires ou autres touchant le marché local de l'électricité; et g) la violation ou la répudiation d'importants engagements contractuels par des entités gouvernementales ainsi que l'expropriation et la confiscation des actifs et des centrales pour moins que la juste valeur marchande de ceux-ci.

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 CAÉ.

La capacité de nos installations de produire la quantité maximale d'électricité ou de vapeur pouvant être vendue aux termes de CAÉ constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAÉ, 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 devons peut-être 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 CAÉ 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 nous procurer qu'auprès de certains fournisseurs clés et nous pourrions être touchés de façon défavorable si nos relations avec ces derniers n'étaient pas maintenues.

Notre capacité de rivaliser et de croître dépendra de notre accès, à un coût raisonnable, à du matériel, à des pièces et à des composants qui sont concurrentiels, tant sur le plan technologique qu'économique, par rapport à ceux qui sont utilisés par nos concurrents. Bien que nous ayons conclu des contrats-cadres distincts avec divers fournisseurs, rien ne garantit que les relations avec ces fournisseurs seront maintenues ou qu'elles ne seront pas touchées de façon défavorable. S'ils ne sont pas maintenus ou s'ils sont compromis, notre capacité à livrer concurrence peut être compromise en raison d'un accès insuffisant ou de retards importants dans la fourniture de matériel, de pièces ou 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 groupes autochtones 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 anthropique 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 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 détecter 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. Cela comprend tout risque accru de rupture de barrage en raison de l'activité sismique provoquée par la fracturation à proximité de nos centrales hydroélectriques, ce qui pourrait augmenter le risque de rupture de barrage ou obliger la Société à engager des dépenses en immobilisations susceptibles d'être importantes pour atténuer ce risque et qui ne seraient pas autrement requises. Voir aussi la rubrique « *Poursuites et application de la loi — Installation de Brazeau — Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta* ».

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 d'exploitation.

La propriété et l'exploitation de nos actifs de production d'énergie comportent un risque inhérent de responsabilité et d'atteinte à la réputation 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 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 les 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, nos résultats sont sensibles aux variations météorologiques d'une période à l'autre, ainsi qu'aux changements à long terme attribuables aux changements climatiques. 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 climatisation électrique. Cette fluctuation de la demande peut se traduire par une volatilité du prix sur le marché de l'électricité. 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.

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.

L'accumulation de givre sur les pales des éoliennes dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment la température et l'humidité ambiante, et 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.

Les variations météorologiques pourraient subir l'influence des changements climatiques et entraîner une augmentation soutenue des températures, une hausse du niveau de la mer, une modification de la configuration des précipitations et ainsi avoir une incidence sur nos actifs de production. De plus, les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité accrue ou des changements à long terme soutenus de nos ressources hydriques et éoliennes, ce qui aurait une incidence sur la production d'électricité hydroélectrique et éolienne.

Rien ne garantit que nous atteindrons nos cibles en matières d'ESG ou que nous serons en mesure de les respecter, et tout manquement à cet égard pourrait avoir des conséquences défavorables sur nos activités.

La Société établit chaque année des cibles en matière d'ESG afin, entre autres, de gérer les enjeux importants actuels et émergents en matière de durabilité, ce qui comprend des cibles liées à la décarbonisation. Le conseil d'administration est investi du pouvoir discrétionnaire d'établir les cibles en matière d'ESG que la Société adopte et peut modifier ou annuler, en tout temps, toute cible en matière d'ESG établie antérieurement. La décision du conseil d'administration d'établir, de modifier ou d'annuler une cible en matière d'ESG dépendra, notamment : des objectifs de développement durable des Nations Unies; des résultats d'exploitation; de considérations liées à la technologie; de la situation financière; des occasions du marché; de considérations d'ordre juridique, réglementaire et contractuel; et d'autres facteurs pertinents. De plus, rien ne garantit que la Société réussira à atteindre une cible donnée en matière d'ESG dans les délais prévus, ni même qu'elle y parviendra. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos cibles en matière d'ESG ou de nous y conformer, nous pourrions ne pas répondre aux attentes actuelles et futures de nos parties prenantes, ce qui pourrait nuire à notre réputation et faire en sorte que certains investisseurs ne puissent détenir nos actions ordinaires.

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des réglementations environnementales et toute responsabilité qui en découle pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités d'exploitations sont assujetties aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux, étatiques et d'administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique et à la remise en état des mines à ciel ouvert (collectivement, les « réglementations environnementales »). Ces réglementations environnementales portent sur la pollution et la protection de l'environnement, la santé et la sécurité et régissent, entre autres, les émissions atmosphériques, l'utilisation et l'évacuation de l'eau, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières, ainsi que la remise en état des sites et l'utilisation responsable des sols. 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 et influencer 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 environnementales provinciales, étatiques et nationales peuvent nous imposer des obligations différentes dans les territoires où nous sommes actifs, et pourraient faire augmenter nos dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transmises aux clients aux termes de nos CAÉ, 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 sur les émissions de GES; des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont en vigueur au Canada, aux États-Unis et en Australie.

En plus d'être soumis aux réglementations environnementales, 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 une incidence défavorable importante 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 pourrions être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il devient plus économique de procéder de cette façon.

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. Bon nombre de nos projets doivent également respecter des normes de fiabilité, notamment celles établies par la *North American Electric Reliability Corporation* et les normes de fiabilité de l'Alberta. Le non-respect de ces normes de fiabilité obligatoires pourrait entraîner des sanctions, y compris des sanctions pécuniaires importantes.

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 pourrions en subir un effet défavorable important.

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

La diminution, l'élimination ou l'expiration des subventions gouvernementales et des incitatifs économiques pourrait avoir une incidence défavorable sur nos perspectives de croissance.

Nous entendons profiter pleinement des politiques gouvernementales axées sur la promotion de la production d'énergie renouvelable et le rehaussement du potentiel économique des projets liés à l'énergie renouvelable. Les sources de production d'énergie renouvelable bénéficient actuellement de divers incitatifs qui prennent la forme de programmes de tarifs de rachat garantis, de rabais, de crédits d'impôt, de normes visant les sources d'énergie renouvelable (p. ex., la politique gouvernementale américaine servant à promouvoir l'adoption de l'énergie renouvelable en fixant un pourcentage d'énergie renouvelable à atteindre dans l'approvisionnement total en électricité d'un territoire donné) et d'autres incitatifs offerts sur les marchés auxquels nous participons ou comptons participer. Le retrait ou l'élimination graduelle de l'un ou l'autre de ces incitatifs pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires ainsi que sur nos perspectives de croissance, car ces incitatifs améliorent la viabilité économique de l'aménagement et de la construction d'installations de production d'énergie renouvelable.

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 des ressources éoliennes à nos centrales éoliennes peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle nos données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos sites reflètent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme, l'effet possible des facteurs climatiques, l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, notamment, du climat, de l'accumulation de glace, de la dégradation, de l'accès aux sites, des pertes en ligne dues au sillage et au cisaillement du vent et le cisaillement du vent, et l'incidence éventuelle des variations topographiques et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée 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 suffisant en gaz naturel et notre installation

de Centralia a besoin d'un approvisionnement adéquat en charbon pour exploiter l'installation de manière fiable et à pleine capacité. Par conséquent, nous sommes 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, le moment auquel les approbations réglementaires sont reçues ou nous pourrions subir des effets défavorables importants si le coût du combustible que nous devons acheter pour produire de l'électricité augmente au-delà du prix que nous pouvons obtenir pour l'électricité que nous vendons. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment :

- les cours du marché du combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques qui ont une incidence sur la livraison de combustibles ou sur la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- l'instabilité politique, y compris la guerre en Ukraine;
- 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. Si la Société obtient plus de gaz naturel que nécessaire pour exploiter ses installations, elle pourrait avoir de la difficulté à revendre ce gaz naturel et pourrait être exposée au prix du marché du gaz naturel à l'égard de ces reventes. Rien ne garantit que la Société réussira à revendre ou à recouvrer ses coûts à l'égard de ces reventes de gaz naturel.

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

Nos centrales électriques dépendent de réseaux de transport de l'électricité 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 réseaux 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 CAÉ ou pour construire de nouveaux projets. De plus, nous pourrions ne plus

profiter d'arrangements avantageux à l'avenir. Une telle hausse des coûts et des retards semblables 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. Au cours des dernières années, les tensions géopolitiques et la pandémie ont eu une incidence importante sur l'écosystème de la cybersécurité, augmentant la fréquence et la diversité des cyberattaques, y compris les menaces de cyberattaques motivées par la guerre (c.-à-d. le terrorisme) contre les infrastructures essentielles et les auteurs de menace qui tirent parti de la pandémie (p. ex. les fraudes liées à de faux organismes de bienfaisance) et les environnements de travail hybrides. Dans le contexte 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 cybermenaces proviennent de sources et de vecteurs divers, d'États-nations, de groupes organisés de piratage informatique, ou de logiciels malveillants ou de rançongiciels. Le contexte des cybermenaces continue d'évoluer, car nous constatons que les cybermenaces passent des attaques traditionnelles contre les systèmes informatiques périphériques à des attaques plus efficaces, comme l'hameçonnage et les rançongiciels. 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 sommes assujettis à des exigences réglementaires, législatives et commerciales (p. ex., NERC-PIE, *Sarbanes-Oxley Act*, protection des renseignements personnels) et nous adoptons également des normes et des cadres de référence approuvés par l'industrie (p. ex., les normes du *National Institute of Standards and Technology* « NIST », la capacité de Protection des infrastructures essentielles « PIE » / les normes de fiabilité) en ce qui concerne notre programme de cybersécurité et la mise en œuvre de nos contrôles et processus en matière de cybersécurité.

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 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 d'exploitations 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 utilisons la technologie de tiers pour améliorer notre protection contre les atteintes à la sécurité et les incidents cybernétiques, ces mesures peuvent ne pas être efficaces et notre technologie et infrastructure de l'information peut être vulnérable aux attaques perpétrées par des pirates informatiques ou aux violations causées par des erreurs ou des actes malveillants de la part d'employés ou d'autres perturbations. Les atteintes à la sécurité, incidents cybernétiques et autres perturbations de ce genre pourraient compromettre la sécurité de l'information stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Nous devons également protéger les infrastructures de nos installations de production contre les dommages matériels et les interruptions de service.

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 pourrions 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 internationaux de capital d'investissement privé, de fonds de pension, 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. Les changements climatiques et les incitatifs réglementaires devraient stimuler l'innovation et la transformation du secteur de la production d'énergie électrique, y compris la production et la consommation d'énergie, et rien ne garantit que la Société tirera profit de cette innovation ou de cette transformation. 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, y compris les turbines à gaz à plus faibles rendement thermique. En Alberta, certains clients industriels dépendent de la production à l'intérieur du périmètre de leurs installations. Par conséquent, ces clients ne reçoivent pas de l'électricité du réseau, ce qui réduit la charge concurrentielle dans la province et exerce une pression à la baisse sur les prix du réseau commun d'énergie. De plus, certaines grandes sociétés industrielles en Alberta exploitent d'importantes centrales de cogénération, qui produisent la vapeur nécessaire à leurs activités d'exploitation et qui donnent souvent lieu à une production excédentaire importante pour le réseau commun d'énergie. Ces centrales de cogénération offrent leur énergie sur le marché à bas prix pour s'assurer que leur production soit répartie. Par conséquent, la centrale réalise un prix qui se rapproche du prix moyen du réseau commun d'énergie, ce qui pourrait exercer une pression à la baisse sur le prix du réseau commun d'énergie et faire en sorte qu'il n'y ait pas de répartition pour certaines centrales de la Société.

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.

Nous ne parviendrons 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. Se reporter à 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, ou que nous ne sommes pas en mesure de nous départir d'actifs pour générer du capital, 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 à obtenir du financement, que ce soit pour toute l'entreprise ou pour une filiale en particulier (y compris un emprunt sans recours lié à un projet ou un financement donnant droit à des avantages fiscaux), de même que le coût de ces capitaux dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : a) la conjoncture économique et boursière en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs et les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier et 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 ou les flux de trésorerie prévus de certains actifs.

L'augmentation des taux d'intérêt ou la réduction du financement de projets par emprunt ou du financement donnant droit à des avantages fiscaux pourraient réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous ne parvenons 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. Nos filiales pourraient être limitées dans leur capacité de payer les sommes dues ou de mettre des fonds à la disposition de TransAlta, que ce soit au moyen de dividendes, d'intérêts, de prêts, d'avances ou d'autres paiements. De plus, le versement de dividendes et l'octroi de prêts, d'avances et d'autres paiements à notre endroit par nos filiales peuvent être assujettis à des restrictions juridiques ou contractuelles 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 fourni par le projet. 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 ne devrait pas entraîner 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 15 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 prenantes 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 incidences négatives d'une réputation ternie peuvent comprendre la perte de revenus, une diminution de notre clientèle et la 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 d'administration 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 d'administration 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 l'impôt à payer 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 d'administration, 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, ou des deux, peut survenir si le conseil d'administration réduit ou supprime 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 CAÉ.

Nous vendons de l'électricité aux termes de CAÉ venant échéance à différents moments. De plus, ces CAÉ 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 CAÉ 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 CAÉ est négocié après la fin des CAÉ 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 est le cas, l'installation ou la centrale visée peut être forcée de cesser ses activités d'exploitation de manière permanente.

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

Nous utilisons différents contrôles pour la gestion des risques, lesquels sont réalisés par notre groupe de gestion du risque, 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 certaines ententes, notamment 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 peuvent nous obliger à donner 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 souvent 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 déclassement de notre solvabilité 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. Toute augmentation du montant de la garantie fournie par la Société pourrait réduire nos liquidités et avoir une incidence négative importante sur nous.

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

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

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 pro-

duction 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 polices 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, de conflits armés, entre autres périls. 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 recevons 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 les égards importants la totalité des interprétations, lois et règlements de nature fiscale applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas de désaccords avec l'administration fiscale relativement à nos déclarations de revenus qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

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

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

Si nous ne parvenons pas à négocier ponctuellement de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en 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 2022, nous avons renégocié avec succès six conventions collec-

tives. Nous prévoyons renégocier deux conventions collectives en 2023. Tout obstacle à 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.

Nous sommes exposés aux risques liés à nos participations dans des projets en construction, ce qui pourrait nous empêcher d'achever des projets en construction dans les délais ou de les achever tout court et rendre les projets trop coûteux à achever ou faire en sorte que le rendement d'un investissement soit inférieur à celui prévu.

TransAlta détient des participations dans certains projets qui n'ont pas encore débuté leurs activités d'exploitation ou qui sont en construction. Il pourrait y avoir des retards ou des événements imprévus dans l'achèvement de projets de construction futurs, ce qui pourrait faire en sorte que les coûts de construction de ces projets dépassent nos attentes, entraînent des retards importants ou empêchent le début des activités d'exploitation commerciale du projet. Divers facteurs pourraient entraîner des dépassements de coûts de construction, des arrêts ou des retards de construction ou l'incapacité de commencer l'exploitation commerciale, notamment : les retards dans l'obtention des droits fonciers, des permis et des licences nécessaires ou l'incapacité à les obtenir; les retards et l'augmentation des coûts liés à l'interconnexion de nouveaux projets au réseau de transport; l'incapacité d'acquiescer ou de maintenir des droits d'utilisation et d'accès des terres; la non-réception de services tiers sous contrat; les interruptions de la répartition aux projets; les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris par suite de modifications apportées aux lois, aux règlements, aux accords, aux traités, aux taxes, aux tarifs, aux droits ou aux politiques en matière de commerce international du Canada, des États-Unis ou d'autres pays où les fournisseurs de la Société sont situés; les arrêts de travail; les conflits de travail; les perturbations météorologiques; les problèmes techniques, environnementaux et géologiques imprévus, notamment les découvertes de contamination, les espèces végétales ou animales protégées ou leur habitat, les ressources archéologiques ou culturelles ou d'autres facteurs liés à l'environnement; les dépassements de coûts imprévus en excédent des éventualités prévues au budget; et l'incapacité des parties contractantes de s'acquiescer de leurs obligations contractuelles.

De plus, si nous ou l'une de nos filiales avons conclu une entente pour qu'un tiers termine la construction d'un projet, TransAlta est exposée à la viabilité et au rendement du tiers. Notre incapacité à trouver une partie contractante de remplacement, si la partie contractante initiale ne s'est pas acquiescée de ses obligations, pourrait entraîner l'abandon de la construction de ce projet, alors que nous pourrions demeurer liés aux termes d'autres ententes associées au projet, notamment des contrats d'achat d'électricité d'enlèvement.

Nous pourrions ne pas être en mesure de prolonger, de renouveler ou de remplacer les CAÉ qui viennent à échéance ou qui ont été résiliés ou d'autres contrats conclus avec des clients à des taux favorables ou à long terme.

Notre capacité à prolonger, renouveler ou remplacer nos PPA existants ou d'autres contrats clients dépend d'un certain nombre de facteurs indépendants de notre volonté, y compris, notamment : si la partie cocontractante du CAÉ a un besoin continu d'énergie au moment de l'expiration de l'entente; l'existence ou l'absence d'incitatifs ou de mandats gouvernementaux, les prix du marché en vigueur; la disponibilité d'autres sources d'électricité; l'exécution satisfaisante de nos obligations aux termes de ces CAÉ; le cadre réglementaire applicable à nos cocontractants à ce moment; les facteurs macroéconomiques présents à ce moment, comme la population, les tendances commerciales, les lois, les règlements, les accords, les traités ou les politiques en matière de commerce international ou d'autres pays et la demande d'énergie connexe; et les effets de la réglementation sur les pratiques contractuelles de nos contreparties contractuelles.

Si nous ne sommes pas en mesure de prolonger, de renouveler ou de remplacer à des conditions acceptables les CAÉ actuels avant l'expiration des contrats, ou si ces contrats sont par ailleurs résiliés avant leur échéance, nous pourrions ne pas être en mesure de vendre de l'électricité sur le marché ou à d'autres clients. Si nous sommes en mesure de vendre de l'électricité sans être liés par contrat, nous vendrions de l'électricité aux prix du marché en vigueur qui pourraient être considérablement inférieurs à ceux prévus par le contrat applicable. S'il n'y a pas de marché satisfaisant pour l'énergie non visée par contrat d'un projet, nous pouvons mettre le projet hors service avant la fin de sa durée de vie utile. Toute incapacité de prolonger, de renouveler ou de remplacer une partie importante de nos CAÉ actuels ou d'autres contrats conclus avec des clients, ou de prolonger, de renouveler ou de remplacer ceux-ci à des prix inférieurs ou selon d'autres modalités défavorables, ou la mise hors service d'un projet pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de verser des dividendes à nos porteurs de parts.

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 2022, nous comptons 1 222 salariés actifs à temps plein, à temps partiel ou temporaires. Environ 31 % 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 22 février 2023, nous avons 268 249 028 actions ordinaires en circulation et 9 629 913 actions de série A, 2 370 087 actions de série B, 9 955 701 actions de série C, 1 044 299 action de série D, 9 000 000 actions de série E, 6 600 000 actions de série G et 400 000 actions de série I (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 d'administration 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 24 mai 2022, la TSX a accepté l'avis de mise en œuvre d'une OPRA de la Société à l'égard d'une partie de ses actions ordinaires. Le conseil d'administration a autorisé le rachat d'au plus 14 000 000 d'actions ordinaires, ce qui représente environ 7,16 % 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 2022 et se termine le 30 mai 2023 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, 156 213 actions ordinaires au plus (soit 25 % du volume d'opérations quotidien moyen de 624 853 actions ordinaires à la TSX pour la période de six mois close le 30 avril 2022) 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 2022, la Société a racheté et annulé un total de 4 342 300 actions ordinaires aux termes de l'OPRA au prix moyen de 12,48 \$ l'action ordinaire, pour un coût total de 54 M\$. Voir la note 28 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 d'administration 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 d'administration en déclare, au taux que fixe le conseil d'administration 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 d'administration 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 deux administrateurs de TransAlta si le conseil d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 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 d'administration 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 d'administration 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. Le dernier taux de dividende annuel déclaré pour les actions de série A est de 2,877 %.

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

Droits de vote

Les porteurs des actions de série 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 d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 d'administration 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 d'administration 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. Le dernier taux de dividende annuel déclaré pour les actions de série B est de 6,163 %.

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

Droits de vote

Les porteurs des actions de série B ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série B. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série B auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série B détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire deux administrateurs de la Société si le conseil d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 de série C (les « actions de série C ») ont été émises le 30 novembre 2011 en contrepartie d'un produit brut de 275 M\$. Le 30 juin 2022, 1 044 299 actions de série C ont été converties en actions de série D à raison de une pour une. 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 d'administration 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. Le dernier taux de dividende annuel déclaré pour les actions de série C est de 5,854 %.

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).

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 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. Le 30 juin 2022, 1 044 299 actions de série C ont été converties en actions de série D à raison de une pour une.

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 d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 D

Le 30 juin 2022, 1 044 299 actions de série C ont été converties en actions de série D à raison de une pour une. Certaines dispositions des actions de série D sont décrites ci-après.

Dividendes sur les actions de série D

Les porteurs d'actions de série D 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 D 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 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 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série C décrites ci-dessus et aux actions de série D et demeurera le même pendant la durée des actions de série D. Le dernier taux de dividende annuel déclaré pour les actions de série D est de 7,233 %.

Rachat des actions de série D

Les actions de série D peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 juin 2027 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série D du rachat de la totalité des actions de série D, le droit d'un porteur d'actions de série D de convertir ces actions de série D prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série D 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 D.

Conversion des actions de série D en actions de série C

Les porteurs d'actions de série D 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 C, à certaines conditions, le 30 juin 2027 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite.

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

Droits de vote

Les porteurs des actions de série D 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 D. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série D 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 D 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 d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 D peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série D 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 d'administration 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 d'administration 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 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,65 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série E et aux actions de série F décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série E. Le dernier taux de dividende annuel déclaré pour les actions de série E est de 6,894 %.

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 d'administration 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.

Le 15 septembre 2022, un total de 89 945 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 2022.

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 d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 d'administration 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 d'administration 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. Le dernier taux de dividende annuel déclaré pour les actions de série G est de 4,988 %.

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 d'administration 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 d'administration se compose alors de moins de 16 administrateurs ou trois administrateurs si le conseil d'administration 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 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 de placement 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, mais avant le 31 décembre 2028, 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 de placement (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 a une option complémentaire unique, pouvant être exercée 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 cours moyen pondéré en fonction du volume 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 cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours des actions ordinaires n'est pas inférieur à 17 \$, la 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 débetures 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 débetures connexes dans un délai de 36 mois après la date du premier rachat facultatif.

La convention de placement 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 1^{er} 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 résultats 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 28 avril 2022, intervenue entre la Société et la Société de fiducie Computershare du Canada. 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 28 avril 2022 et expirera à la fermeture des bureaux à la date de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2025 de la Société, sauf si les actionnaires votent en faveur de sa ratification et de sa prorogation. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter la convention relative au régime des 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 2022, nous avons renouvelé notre convention de facilité de crédit consortiale (la « facilité consortiale ») qui nous donne accès à une facilité de crédit consentie de 1,25 G\$. La facilité consortiale est entièrement consentie et vient à échéance en 2026. La facilité consortiale 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 consortiale en 2021 ont harmonisées le coût d'emprunt sur nos cibles de réduction des émissions de GES et de diversité de genre, qui font partie de notre stratégie ESG globale, et donneront lieu à un ajustement cumulatif des prix relatifs aux coûts d'emprunt sur la facilité consortiale ainsi qu'à un ajustement correspondant de la commission d'engagement. La facilité consortiale 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.

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu une facilité à terme à taux variable de 400 M\$ d'une durée de deux ans (la « facilité à terme ») avec son consortium bancaire, dont la date d'échéance est le 7 septembre 2024. La facilité à terme est assortie de taux d'intérêt qui varient en fonction de l'option choisie (taux préférentiel canadien, acceptations bancaires, etc.). Nous sommes tenus de respecter certains engagements financiers précis et usuels de faire et de ne pas faire aux termes de la facilité à terme, y compris le maintien de certains ratios financiers. Le 5 décembre 2022, nous avons prélevé la totalité du montant de 400 M\$ disponible aux termes de la facilité à terme aux fins générales de l'entreprise.

Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une convention de crédit consortiale de 700 M\$ (la « facilité consortiale de RNW »). La facilité consortiale de RNW est entièrement engagée et, en 2022, elle a été renouvelée et prolongée jusqu'en 2026. La facilité consortiale de RNW 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 25 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Dettes 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 7,8 % et dont les dates d'échéance vont de 2029 à 2040. Voir la note 25 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Titres échangeables

Le 22 mars 2019, nous avons conclu une convention de placement 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 1^{er} mai 2039, ayant été émise le 1^{er} 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 de placement, 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 de placement 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 de placement et convention d'échange et d'option

La description suivante de certaines dispositions de la convention de placement 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 de placement 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 de placement, 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 1^{er} 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 de placement, Brookfield est en droit de nommer deux candidats à l'élection des administrateurs aux assemblées annuelles des actionnaires de la Société.

La convention de placement 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 1^{er} 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 de placement 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 de placement.

La convention de placement comprenait certains engagements relatifs au maintien du statu quo de la part de Brookfield (les « engagements relatifs au statu quo »), y compris des interdictions visant l'acquisition par Brookfield d'une participation dans la Société supérieure à 19,9 % des actions ordinaires, sous réserve des exceptions usuelles, qui étaient en vigueur pendant trois ans à compter du 1^{er} mai 2019. Les engagements relatifs au statu quo ont expiré le 1^{er} mai 2022, mais ils ont été volontairement prolongés par Brookfield jusqu'en octobre 2022 en raison d'un retard dans l'obtention d'une ordonnance réglementaire de la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis concernant le placement de Brookfield dans la Société et ses droits de mise en candidature au conseil d'administration. Certaines dispositions en matière de statu quo continueront de s'appliquer après la fin de la période de statu quo tant que Brookfield aura des représentants au conseil d'administration.

Conformément aux modalités de la convention de placement, 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 1^{er} 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 1^{er} 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 fautive 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 de placement, 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.

Dettes sans recours

La Société a une dette sans recours dont le montant impayé représente une valeur nominale d'environ 1,8 G\$ et qui est constituée d'obligations et de débentures qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 2,95 % et 4,51 % et d'une obligation à taux variable portant intérêt à 8,91 % dont les dates d'échéance vont de 2023 à 2042. Voir la note 25 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 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 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 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 25 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces 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. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

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 de mettre l'accent sur le maintien d'un bilan et d'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 2022 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

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

En 2022, Moody's a renouvelé la notation à long terme de la Société Ba1 avec une perspective stable. DBRS Morningstar a renouvelé la notation à titre d'émetteur de la Société, la notation de notre dette et de nos billets à moyen terme non garantis de BBB (faible) et celle des actions privilégiées de la Société de Pfd-3 (faible), tous avec une perspective stable. En outre, S&P Global Ratings a renouvelé la notation de la dette non garantie de premier rang et la notation de crédit à titre d'émetteur 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 et tient également compte des risques commerciaux et financiers 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 2022, 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 D, 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 (la « 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 2022, notre notation CFR attribuée par Moody's était Ba1 avec perspective stable. Les obligations ayant reçu la notation Ba sont considérées comme comportant des éléments spéculatifs 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 2022, 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 comportant des éléments spéculatifs et sont assujetties à un risque de crédit important.

L'évaluation de la perte en cas de défaut (la « 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 2022, 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 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. Au 31 décembre 2022, S&P nous avait attribué une notation de crédit à titre d'émetteur de BB+ avec perspective stable. 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 de capitaux 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, CC et C présentent des caractéristiques spéculatives importantes, la notation BB indiquant le plus faible niveau de spéculation et la notation C, le plus élevé. Bien que certains 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 nuire à la capacité ou à la volonté du débiteur de respecter 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 Global Ratings, 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 d'administration 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 d'administration 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 d'administration 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
2020	Premier trimestre	0,0400 \$
	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	0,0500 \$
2022	Premier trimestre	0,0500 \$
	Deuxième trimestre	0,0500 \$
	Troisième trimestre	0,0500 \$
	Quatrième trimestre	0,0550 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,0550 \$

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
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	0,17981 \$
	Deuxième trimestre	0,17981 \$
	Troisième trimestre	0,17981 \$
	Quatrième trimestre	0,17981 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,17981 \$

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

Actions de série B

Période		Dividende par action de série B
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	0,13970 \$
2022	Premier trimestre	0,13309 \$
	Deuxième trimestre	0,16505 \$
	Troisième trimestre	0,22099 \$
	Quatrième trimestre	0,33700 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,37991 \$

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

Actions de série C

Période		Dividende par action de série C
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	0,25169 \$
	Deuxième trimestre	0,25169 \$
	Troisième trimestre	0,36588 \$
	Quatrième trimestre	0,36588 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,36588 \$

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

Actions de série D

Période		Dividende par action de série D
2022	Troisième trimestre	0,28841 \$
	Quatrième trimestre	0,40442 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,45578 \$

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

Actions de série E

Période		Dividende par action de série E
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	0,32463 \$
	Deuxième trimestre	0,32463 \$
	Troisième trimestre	0,32463 \$
	Quatrième trimestre	0,43088 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,43088 \$

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

Actions de série G

Période		Dividende par action de série G
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	0,31175 \$
	Deuxième trimestre	0,31175 \$
	Troisième trimestre	0,31175 \$
	Quatrième trimestre	0,31175 \$
2023	Premier trimestre ¹⁾	0,31175 \$

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 2022, inclusivement, et prenant fin le 31 décembre 2022, exclusivement, qu'elle versera le 28 février 2023.

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 :

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
2022			
Janvier	14,75	12,63	15 187 510
Février	14,06	12,62	11 597 993
Mars	13,00	11,87	21 401 800
Avril	14,27	12,77	13 798 664
Mai	14,89	13,29	17 192 492
Juin	14,84	13,26	17 909 360
Juillet	15,28	14,30	12 606 611
Août	14,67	12,06	19 137 264
Septembre	12,97	11,72	20 401 144
Octobre	12,85	10,52	14 482 967
Novembre	13,00	11,40	17 579 700
Décembre	13,29	11,79	13 482 023
2023			
Janvier	13,64	11,85	10 563 874
Du 1 ^{er} au 22 février	12,87	11,94	8 392 159

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 ¹⁾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

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.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
<u>2022</u>			
Janvier	17,44	16,10	186 430
Février	17,15	15,59	49 290
Mars	16,39	14,66	102 928
Avril	16,26	15,13	163 390
Mai	15,50	14,39	124 736
Juin	15,75	14,50	221 761
Juillet	14,99	14,02	109 520
Août	15,50	14,60	69 158
Septembre	15,02	13,35	88 596
Octobre	14,19	12,89	72 342
Novembre	14,16	13,05	117 476
Décembre	13,54	12,80	67 668
<u>2023</u>			
Janvier	14,71	13,11	58 896
Du 1 ^{er} au 22 février	14,17	13,68	72 454

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 ¹⁾²⁾	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
31 mars 2016 ¹⁾	1 824 620 actions de série B	s.o.	Conversion d'actions de série A
31 mars 2021 ²⁾	1 417 338 actions de série B	s.o.	Conversion d'actions de série A

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 1^{er} mars 2021 également, 871 871 actions de série B ont été converties en actions de série A à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
2022			
Janvier	17,00	15,35	20 550
Février	16,89	16,00	10 082
Mars	16,65	15,13	16 444
Avril	16,75	15,75	16 750
Mai	17,99	14,71	4 200
Juin	20,01	15,60	17 889
Juillet	18,00	12,10	4 200
Août	20,04	12,10	4 900
Septembre	17,15	16,00	8 300
Octobre	16,90	15,20	3 900
Novembre	16,70	15,10	8 283
Décembre	16,00	15,00	9 238
2023			
Janvier	15,25	15,25	24 040
Du 1 ^{er} au 22 février	16,95	16,20	14 837

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 ¹⁾²⁾	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
30 juin 2022 ²⁾	9 955 701 actions de série C	s.o.	Conversion d'actions de série D

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.

2) Le 30 juin 2022, 1 044 299 actions de série C ont été converties en actions de série D à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
2022			
Janvier	21,45	20,34	109 454
Février	21,54	20,88	97 466
Mars	21,75	19,62	227 697
Avril	21,88	20,51	121 462
Mai	22,01	21,05	229 023
Juin	22,73	21,41	417 968
Juillet	21,41	20,17	127 580
Août	22,00	20,89	173 227
Septembre	21,45	19,20	108 865
Octobre	19,61	18,84	116 569
Novembre	19,56	19,00	145 590
Décembre	19,15	18,45	206 919
2023			
Janvier	21,13	18,94	120 703
Du 1 ^{er} au 22 février	20,89	20,01	26 221

Actions de série D

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

Date d'émission	Nombre de titres ¹⁾	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
30 juin 2022 ¹⁾	1 044 299 actions de série E	s.o.	Conversion d'actions de série C

1) Le 30 juin 2022, 1 044 299 actions de série C ont été converties en actions de série D à raison de une pour une.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
2022			
Juillet	24,54	22,20	1 450
Août	23,95	20,37	1 000
Septembre	20,37	20,37	-
Octobre	23,90	21,14	750
Novembre	23,90	21,35	500
Décembre	23,48	21,30	300
2023			
Janvier	23,40	21,35	2 150
Du 1 ^{er} au 22 février	22,50	21,65	2 700

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 ¹⁾	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

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 du 3 août 2012 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base du 15 novembre 2011.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
<u>2022</u>			
Janvier	24,13	22,71	146 312
Février	24,05	23,58	104 663
Mars	23,80	22,25	209 741
Avril	23,98	22,52	118 718
Mai	24,16	22,81	123 007
Juin	24,67	24,08	366 958
Juillet	24,45	23,01	70 232
Août	24,43	23,56	182 190
Septembre	24,28	22,69	219 349
Octobre	23,19	22,11	150 327
Novembre	23,43	22,40	280 611
Décembre	22,89	21,19	110 125
<u>2023</u>			
Janvier	22,36	22,13	137 324
Du 1 ^{er} au 22 février	23,68	23,22	55 859

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 ¹⁾	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

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 du 8 août 2014 se rapportant à un prospectus simplifié préalable de base du 9 décembre 2013.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Élevé	Bas	
<u>2022</u>			
Janvier	24,67	23,63	101 359
Février	24,39	23,90	51 648
Mars	24,43	22,60	91 212
Avril	24,50	22,26	70 143
Mai	24,00	22,50	43 576
Juin	23,45	22,03	53 807
Juillet	23,00	20,78	77 433
Août	22,25	21,50	72 128
Septembre	21,90	20,05	64 342
Octobre	20,60	19,76	63 356
Novembre	20,75	19,75	73 643
Décembre	20,45	20,00	67 753
<u>2023</u>			
Janvier	21,48	20,04	55 843
Du 1 ^{er} au 22 février	21,44	21,22	46 138

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

Le tableau qui suit présente le nom ainsi que la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 22 février 2023, de même que le poste qu'ils occupent et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil d'administration 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 pour l'Alberta (Canada). 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 jusqu'en 2006. 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 défenseuse des droits des femmes au Canada et dans le monde et a été à la tête du mouvement mondial ayant mené à la création de la « Journée internationale de la fille » aux Nations Unies. Elle 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 apporte à la Société et au conseil d'administration 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	<p>M. Dielwart est président du conseil d'administration. Il était auparavant chef de la direction d'ARC Resources Ltd., où il a supervisé sa 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 en 2013. Après avoir pris sa retraite d'ARC Resources Ltd., M. Dielwart s'est joint à nouveau à ARC Financial Corp. (« ARC Financial ») en qualité de vice-président du conseil et d'associé. ARC Financial est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie. En 2020, M. Dielwart a démissionné du conseil d'administration de ARC Financial mais est demeuré associé 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 de gouverneurs de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. En 2015, M. Dielwart a été admis au Calgary Business Hall of Fame et il a reçu en 2018 le prix Canadian Lifetime Achievement du Oil and Gas Council. Le conseil estime que M. Dielwart est un administrateur indépendant et diligent qui 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.</p>
Alan J. Fohrer Californie (États-Unis)	2013	<p>M. Fohrer est l'ancien président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Company, filiale d'Edison International (« Edison »), jusqu'en 2010. Edison est l'un des plus importants services publics d'électricité aux 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 (de 2000 à 2002), M. Fohrer a restructuré certains projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. M. Fohrer a également occupé le poste de vice-président directeur et chef des finances d'Edison et de Southern California Edison 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. Il est aussi membre du conseil de la Viterbi School of Engineering de la University of Southern California et membre du conseil de la <i>California Science Centre Foundation</i>. M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'<i>Institute of Nuclear Power Operations</i>, de la <i>California Chamber of Commerce</i>, de Duratek, Inc., d'Osmose Utilities Services, Inc., de MWH, Inc., de Blue Shield of California et de Synagro. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en génie civil de la University of Southern California ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University, toutes deux situées à Los Angeles. Fohrer apporte à la Société et au conseil son expérience en comptabilité et en finances, de même que ses connaissances du secteur de la production d'énergie, que ce soit sur les marchés réglementés ou non réglementés.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Laura Folse Texas (États-Unis)	2021	<p>M^{me} Folse a été chef de la direction de BP Wind Energy North America (« BP Wind Energy ») jusqu'en 2016. À ce poste, 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, 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. M^{me} Folse est membre du conseil du College of Arts & Sciences de la Auburn University et a été membre du conseil de la <i>American Wind Energy Association</i> de 2016 à 2019. M^{me} Folse apporte à la Société et au conseil 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.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Harry Goldgut Ontario (Canada)	2019	<p>M. Goldgut est vice-président du conseil des groupes Brookfield Renewable Power et Brookfield Infrastructure et fournit des conseils stratégiques relativement au Fonds d'infrastructure à capital variable de Brookfield. Il est également l'un des deux candidats de Brookfield au conseil d'administration. Goldgut 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, 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 d'exploitation 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. Il 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 de Isagen S.A. ESP, troisième société de production d'énergie en importance de la Colombie; et la Princess Margaret Cancer Foundation. Il est titulaire d'un baccalauréat en droit de la <i>Osgoode Hall Law School</i> de l'Université York. Goldgut apporte à la Société et au conseil sa vaste expérience des affaires réglementaires et gouvernementales ainsi que de l'acquisition et de l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable. L'expérience acquise par M. Goldgut dans l'énergie renouvelable font de lui un atout considérable pour le conseil.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
John Kousinioris Alberta (Canada)	2021	<p>M. Kousinioris est président et chef de la direction de TransAlta et est responsable de la gérance globale et du leadership stratégique de la Société. Avant sa nomination à titre de président et chef de la direction en 2021, M. Kousinioris était chef de l'exploitation. À titre de chef d'exploitation, il était chargé de surveiller l'exploitation, les services partagés, les activités commerciales, la négociation, les solutions clients, les opérations de couverture et l'optimisation au sein de la Société. Auparavant, M. Kousinioris a été chef de la croissance et chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta. 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 codirecteur 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 la <i>Ivey Business School</i> de l'Université Western Ontario, d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université York et d'un baccalauréat en droit de la <i>Osgoode Hall Law School</i> de l'Université York. Il a aussi suivi le programme intitulé <i>Advanced Management Program</i> 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. M. Kousinioris apporte à la Société et au conseil d'administration une vision et un leadership ainsi qu'un engagement constant à l'égard de la réussite de la Société à long terme.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Thomas O'Flynn New Jersey (États-Unis)	2021	<p>M. O'Flynn est associé au sein de Energy Impact Partners LP, un fonds de technologie énergétique privé qui investit dans des sociétés à croissance élevée des secteurs de l'énergie, des services publics et du transport. Il a été chef des finances de Powin Energy de décembre 2021 à décembre 2022, une société de stockage d'énergie à batteries dans laquelle Energy Impact Partners est un investisseur important. M. O'Flynn a été chef de la direction et chef des investissements au sein de AES Infrastructure Advisors, jusqu'en 2019. Auparavant, jusqu'en 2012, il était vice-président directeur et chef des finances d'AES Corporation (« AES ») et responsable de tous les aspects liés aux finances à l'échelle mondiale ainsi que des équipes 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 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 d'AES, 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 transport 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 de la section Énergie, Amérique du Nord 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. En outre, il est professeur auxiliaire à la Northwestern University dans le cadre d'un programme de maîtrise à l'<i>Institute for Sustainability and Energy</i>. 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. M. O'Flynn offre à la Société et au conseil d'administration la capacité éprouvée de réalisation de valeur pour les actionnaires grâce à sa vaste expérience à titre de membre de la haute direction au sein de grandes sociétés d'électricité.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Bryan D. Pinney Alberta (Canada)	2018	<p>M. Pinney est président du comité d'audit, des finances et des risques. À l'heure actuelle, il est administrateur indépendant de North American Construction Group Ltd. (NYSE, TSX) et SNDL Inc. 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 vice-président du conseil 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'<i>Institute of Chartered Accountants</i>, expert en évaluation d'entreprise et diplômé de l'<i>Ivey Business School</i> de l'Université Western Ontario, où il a obtenu un diplôme spécialisé en administration des affaires. Il est également diplômé de l'Institut des administrateurs de sociétés du Canada. 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 au conseil.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
James Reid Alberta (Canada)	2021	<p>M. Reid est l'ancien associé directeur de Brookfield Asset Management Inc, jusqu'en 2021, où il a dirigé le Private Equity Group de Brookfield situé 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. Avant de se joindre au groupe des investissements de capitaux privés, M. Reid était chef des placements, Énergie, de Infrastructure Group 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 est également l'un des deux candidats de Brookfield au conseil d'administration aux termes de la convention de placement. 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. Reid apporte à la Société et au conseil une vaste expérience en matière de direction, de finance, de fusions et acquisitions et de changements organisationnels. L'étendue de ses connaissances du secteur de l'énergie et les anciennes fonctions qu'il occupait au sein de Brookfield, notre actionnaire de longue date, font de lui un ajout précieux pour le conseil.</p>
Manjit Sharma Ontario (Canada)	2023	<p>M^{me} Sharma était chef des finances de WSP Canada Inc. jusqu'à tout récemment (2021). À ce titre, elle était responsable des fonctions finances, immobilier, approvisionnement, fiscalité et services partagés à l'échelle du Canada. Avant de se joindre à WSP Canada Inc., elle a fait partie de l'équipe de direction nationale de General Electric Canada (GE Canada), dont elle a été chef des finances de 2016 à 2019. De 1999 à 2016, elle a occupé divers postes de haute direction auprès de GE Canada, où ses responsabilités portaient sur la planification et l'analyse stratégiques, les fusions et acquisitions, la surveillance fiscale, le risque, la gouvernance, la diversité et l'inclusion. M^{me} Sharma siège actuellement au conseil de Vermilion Energy Inc., de Finning International Inc. et d'Exportation et développement Canada. Elle est également membre du comité des caisses de retraite en fiducie de GE Canada M^{me} Sharma est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université de Toronto, est Fellow comptable agréée et détient le titre IAS.A. à titre d'administratrice et le titre GCB.D (<i>Global Competent Boards designation</i>). En 2019, M^{me} Sharma a été reconnue comme l'une des 100 femmes les plus influentes du Canada par le Réseau des femmes exécutives. M^{me} Sharma offre à la Société et au conseil d'administration une expérience diversifiée au sein de conseils d'administration, de directions, en matière de finances et de leadership au sein de différents secteurs et entreprises.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Sandra R. Sharman Ontario (Canada)	2020	<p>M^{me} Sharman est la vice-présidente directrice et chef de groupe, Personnel, culture et marque, au sein de la Banque Canadienne Impériale de Commerce (la « CIBC ») À ce titre, elle dirige les secteurs Ressources humaines, Communications, Marketing et Immobilier d'entreprise à la CIBC, prêtant son concours au déploiement de la stratégie d'entreprise consistant à transformer la CIBC en une banque animée par une raison d'être et favorisant la mise en œuvre d'une culture de calibre mondial. M^{me} Sharman et son équipe sont chargées d'élaborer et de mettre en place la stratégie globale du capital humain, qui vise à remettre en question la pensée traditionnelle, à trouver des solutions d'affaires et à façonner la culture de la banque. Ses principaux domaines de responsabilités comprennent également la transformation du milieu de travail, la rémunération et les avantages sociaux, les relations avec les employés, les politiques et la gouvernance, la gestion des compétences, le marketing, l'immobilier d'entreprise, notamment le nouveau siège social mondial de la Banque à CIBC Square, ainsi que tous les aspects des communications internes et externes et des affaires publiques, y compris les relations et les décisions gouvernementales. 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 pris en charge la direction des Ressources humaines de la CIBC en 2014, fonctions auxquelles se sont ajoutées les communications et les affaires publiques en 2017. Depuis, elle a ajouté à ses champs de compétences la raison d'être, la marque, le marketing et, plus récemment, l'immobilier d'entreprise. M^{me} Sharman est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires (MBA) de l'Université Dalhousie. M^{me} Sharman apporte à la Société et au conseil d'administration une expérience en tant que membre de la haute direction, des compétences en matière de diversité et d'inclusion et des réalisations en matière de leadership au sein d'une entreprise internationale et complexe.</p>

Nom, Province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Sarah A. Slusser Washington (États-Unis)	2021	<p>M^{me} Slusser est chef de la direction de Cypress Creek Renewables, LLC (« Cypress Creek »), une 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 2 000 MW et a des projets de développement de 20 000 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 jusqu'en 2016. Elle demeure associée fondatrice de Point Reyes Energy Partners, LLC. Auparavant, elle a cofondé GeoGlobal Energy LLC, une 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 d'AES 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 d'AES. 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 en 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. M^{me} Slusser apporte à la Société et au conseil d'administration une expérience très diversifiée dans le secteur de l'électricité, qu'elle a acquise en travaillant au sein de sociétés novatrices et concurrentielles produisant de l'électricité renouvelable ou de façon traditionnelle. Elle apportera au conseil une grande expertise en matière d'affectation du capital et de fusions et acquisitions.</p>

Dirigeants

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 22 février 2023, 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	Vice-président directeur, Services juridiques, affaires commerciales et externes	Alberta, Canada
Christopher D. Fralick	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 1^{er} 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 février 2021, M^{me} 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, M^{me} O'Reilly était chef des services juridiques et des affaires réglementaires et externes de TransAlta. Avant août 2019, M^{me} O'Reilly était chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta. Avant novembre 2018, M^{me} O'Reilly était chef des services juridiques, Atlantique Nord et R.-U., au sein de Vale S.A. (entreprise de métaux de base).
- Avant septembre 2022, M. Fralick était président et chef de la direction d'Atura Power, une société canadienne de production d'électricité. Avant 2020, M. Fralick était chef de l'exploitation d'Ontario Power Generation.
- 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, M^{me} Kadonaga était directrice générale, Services d'exploitation de TransAlta, et gestionnaire, Services d'exploitation de TransAlta.
- Avant février 2021, M. Ward était directeur général et trésorier de TransAlta.

Au 22 février 2023, 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 intéressées 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 2023 ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous.

Dans le cadre du placement de Brookfield, M. James Reid et M. Harry Goldgut ont été initialement mis en candidature par Brookfield et élus au conseil d'administration le 4 mai 2021 et le 26 avril 2019, respectivement. Voir la rubrique « *Administrateurs et dirigeants* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements. Brookfield a également droit à certains frais de financement, à des frais de gestion, à des intérêts ainsi qu'à des dividendes relativement à son investissement de 750 M\$.

Prêts aux administrateurs et aux membres de la haute direction

Depuis le 1^{er} janvier 2022, 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 un administrateur de Second Wave Petroleum Inc. (« SWP »), société fermée d'exploration et de production de pétrole et gaz. Le 30 juin 2017, SWP a fait une cession de faillite en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada) (la « Loi sur la faillite »). Le 7 septembre 2017, SWP a fait une proposition en vertu de la Loi sur la faillite 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.

M. Dielwart était président du conseil d'administration de Denbury Resources Inc. (« Denbury »), laquelle a déposé une demande le 29 juillet 2020 en vue d'être placé sous la protection de la loi américaine sur les faillites, dans le cadre d'un plan de réorganisation préétabli avec ses porteurs d'obligations. Denbury a obtenu une dispense aux termes des dispositions du chapitre 11 le 18 septembre 2020, date à laquelle le conseil d'administration a été reconstitué et M. Dielwart a cessé d'être administrateur.

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 une convention de règlement 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 de placement — Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts — Convention de placement et convention d'échange et d'option* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.
- La convention d'échange et d'option — Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts — Convention de placement et convention d'échange et d'option* » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.
- Convention relative aux droits d'inscription — Voir la rubrique « *Structure du capital — Convention relative aux droits d'inscription* » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.
- Accord relatif à l'abandon du charbon — Voir la rubrique « *Activités de TransAlta — Secteur Gaz — Accord relatif à l'abandon du charbon* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Conflits d'intérêts

Il pourrait arriver que des membres du conseil d'administration agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta. Rien ne garantit que les occasions repérées par ce membre du conseil d'administration nous seront communiquées. 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. L'administrateur qui déclare avoir un intérêt important ne sera pas autorisé à voter sur une question s'y rapportant si celle-ci est soumise à un vote du conseil d'administration. 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 nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Installation de Brazeau - Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta afin d'obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière dans un rayon de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation d'une entente intervenue en 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la So-

ciété à l'égard de tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la fracturation hydraulique près de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé sa défense, dans laquelle il affirme, entre autres choses, que la Société : i) tente d'usurper la compétence du Régulateur de l'énergie de l'Alberta (l'« AER »); et ii) que son action est prescrite en vertu de la loi intitulée *Limitations Act* (Alberta). Le procès devrait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2024.

Installation de Brazeau - Demandes de permis de puits pour envisager la fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, l'AER a émis une ordonnance de subsurface qui ne permet pas la fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui permet la fracturation dans toutes les formations (sauf Duvernay) à partir de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour l'approbation de 10 licences de puits (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire visant à examiner les demandes (la procédure 379) devrait avoir lieu entre le 27 février et le 10 mars 2023. La Société est d'avis que les activités de fracturation hydraulique dans toute formation située dans un rayon de cinq kilomètres de l'installation de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées.

Crédits de rendement en matière d'émissions au titre des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques

Balancing Pool revendique le droit aux crédits de rendement en matière d'émissions (les « CRE ») gagnés par les centrales hydroélectriques de l'Alberta à la suite de l'adhésion de ces installations au *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* et au *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* de 2018 à 2020 inclusive. Le Balancing Pool revendique la propriété des CRE parce qu'il estime que la modification des dispositions législatives en vertu du contrat d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques exige que les CRE soient transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a reçu aucun avantage des CPE ni de toute prétendue modification de la loi et estime que le Balancing Pool n'a aucun droit sur ces crédits. Un arbitrage a débuté et l'audience a été fixée du 6 au 10 février 2023. Cependant, en raison de la démission de l'un des membres de la formation, l'audience a été ajournée. Un nouveau membre a été nommé et une audience de deux semaines aura lieu du 18 mai au 1^{er} juin 2023. TransAlta détient environ 1 750 000 CRE sans valeur comptable enregistrée qui ont été créés entre 2018 et 2020, lesquels sont à risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'*Alberta Utilities Commission* (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 au deuxième semestre 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.

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 D, 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 D, 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'association *Chartered Professional Accountants of 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 2022 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 la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Comité d'audit, des finances et des risques

Généralités

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 règle 10A-3 prise en application de la loi américaine intitulée *Securities 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 : Bryan D. Pinney (président), Alan J. Fohrer, Thomas M. O'Flynn et Manjit K. Sharma.

Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil d'administration 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 d'administration 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 d'administration 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 d'administration 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
Bryan D. Pinney (président)	M. Pinney compte 40 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. et président de son comité d'audit et des finances. En outre, il est administrateur indépendant de SNDL, Inc. et président de son comité d'audit et des finances. 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 et un membre du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal et il a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. Il est comptable agréé depuis décembre 1978, Fellow de l'association <i>Chartered Professional Accountants of Alberta</i> 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.
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 a été chef des finances de Powin Energy, une entité dans laquelle Energy Impact Partners LP (un fonds privé de technologie énergétique) est un investisseur important. 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.

Manjit K. Sharma¹⁾

M^{me} Sharma a été chef des finances de WSP Canada Inc. Avant de se joindre à WSP Canada Inc., elle a fait partie de l'équipe de direction nationale de General Electric Canada (GE Canada), dont elle a été chef des finances de 2016 à 2019. M^{me} Sharma siège actuellement au conseil de Vermilion Energy Inc., de Finning International Inc. et d'Exportation et développement Canada. M^{me} Sharma est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université de Toronto, est Fellow comptable agréée et détient le titre IAS.A. à titre d'administratrice et le titre GCB.D (*Global Competent Boards designation*).

1) Mme Sharma a été nommée au CAFR le 21 février 2023.

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 2022 sont les suivants :

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

Présidente : Rona H. Ambrose

Alan J. Fohrer
Laura W. Folse
Sandra R. Sharman

Comité des ressources humaines

Présidente : Sandra R. Sharman

Rona H. Ambrose
Bryan D. Pinney
Sarah A. Slusser
Manjit K. Sharma

Comité de la performance des investissements

Présidente : Laura W. Folse

Thomas M. O'Flynn
Harry Goldgut
James Reid
Sarah A. Slusser

M. John P. Dielwart assiste également à chacune des réunions du comité en sa qualité de président du conseil d'administration.

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 « Gouvernance/Board Committees ». Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements au sujet du conseil d'administration 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 2022 et le 31 décembre 2021, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres du même groupe qu'elle ont facturé 4 608 258 \$ et 3 724 342 \$, respectivement, répartis comme suit :

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.		
Exercice clos le 31 décembre	2022	2021
Honoraires d'audit	2 873 395 \$	2 453 917 \$
Honoraires pour services liés à l'audit ¹⁾	1 618 751	1 270 425
Honoraires pour services fiscaux	116 112	–
Autres honoraires	–	–
Total	4 608 258 \$	3 724 342 \$

1) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent des honoraires de 966 515 \$ (844 167 \$ en 2021) facturés à TransAlta Renewables.

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2022 ni en 2021.

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 a examiné la prestation de services non liés à l'audit afin de déterminer si elle compromettrait 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 of 2002*. 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 adopte 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 ») du conseil.

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 réunion

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

10. Présence aux réunions

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

11. Procédure, registres et rapports

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

12. Examen 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 de la Société, le secrétaire de la Société, 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 de la Société (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.

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 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 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. Obtiennent des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures de communication et des systèmes de contrôle interne de la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la Société est signalée au comité;
 - e) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité doit également, avec l'auditeur externe :
 - i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;
 - 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 vice-président directeur, Affaires juridiques, commerciales et externes (ou, au besoin, des conseillers juridiques externes) de la Société, et les auditeurs interne et externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;
 - g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés; et
 - h) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance avec les autorités de réglementation ou les 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 discute annuellement avec les auditeurs externes de toutes les relations que les auditeurs externes et les membres de leur groupe ont avec la Société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance des auditeurs externes, 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 précédant le changement de l'associé responsable de l'audit (ou de l'associé coordonnateur) (ayant la responsabilité principale de l'audit) et, dans tous les cas, au moins tous les cinq ans, effectuer 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 (le « 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 de toute enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par l'auditeur externe ainsi qu'aux mesures prises à cet égard.

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 des prévisions à moyen terme de la Société; et
- e) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard des prévisions de résultats 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 les 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 les hauts responsables financiers de la direction et du groupe d'audit interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et des procédures de la Société;
- g) Recommande au comité des ressources humaines du conseil 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 vice-président directeur, Affaires juridiques, commerciales et externes et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
 - c) Discute avec l'auditeur externe de son impression au sujet du personnel des finances et de la comptabilité de la Société, des recommandations que l'auditeur externe peut avoir, y compris celles contenues dans la lettre de recommandations, à l'égard de l'amélioration des contrôles financiers internes, du choix des principes comptables ou des systèmes d'information de gestion, et passe en revue l'ensemble des lettres de recommandations de l'auditeur externe ainsi que des réponses écrites de la direction s'y rapportant;
 - d) Examine avec la direction, l'auditeur externe et le conseiller juridique interne (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou avoir été divulguées dans les états financiers;
 - e) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin;
 - f) Examine chaque année la politique de communication de l'information et la politique relative aux médias sociaux de la Société pour s'assurer l'applicabilité continue de la loi et des principes de divulgation 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 charges 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 informatiques de base 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 de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues concernant la législation sur les valeurs mobilières, la comptabilité, les contrôles comptables internes, ou les questions d'audit;
 - c) Examine les incidents, les plaintes ou les renseignements signalés par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique qui sont adressés au comité ou qui ont trait à la législation sur les valeurs mobilières, à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou aux questions d'audit;
 - 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; et
- 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.

« **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;

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

« **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 la loi intitulée *Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et la législation intitulée *Balancing Pool Regulation*. Pour de plus amples renseignements, veuillez visiter le site www.balancingpool.ca.

« **CAÉ 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 CAÉ, de l'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées;

« **CAÉ 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;

« **CAÉ** » 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;

« **CRE** » désigne les crédits de rendement en matière d'émissions.

« **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;

« **EDI** » désigne le Programme d'équité, de diversité et d'inclusion.

« **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** » désigne l'équivalent en dioxyde de carbone;

« **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;
- « **TA Cogen** » désigne TransAlta Cogénération LP;
- « **TSX** » désigne la Bourse de Toronto.