

**transalta™**

**Notice annuelle  
pour l'exercice clos le 31 décembre 2023**

**Énergiser  
l'avenir.**



## Sommaire

- 2 Présentation de l'information
- 2 Mise en garde concernant les énoncés prospectifs
- 4 Documents intégrés par renvoi
- 4 Structure générale de la société
- 6 Aperçu
- 11 Développement général de l'activité
- 18 Activités de TransAlta
- 40 Gestion des risques environnementaux
- 44 Facteurs de risque
- 60 Personnel
- 60 Structure du capital et des emprunts
- 74 Notations
- 76 Dividendes
- 81 Marché pour la négociation des titres
- 85 Administrateurs et dirigeants
- 97 Membres de la direction et autres personnes intéressées dans des opérations importantes
- 97 Prêts aux administrateurs et aux membres de la haute direction
- 97 Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions
- 98 Contrats importants
- 98 Conflits d'intérêts
- 98 Poursuites et application de la loi
- 99 Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres
- 100 Intérêts des experts
- 100 Renseignements supplémentaires
- 100 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

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2023 ou pour l'exercice clos à cette date et toutes les sommes d'argent sont libellées en dollars canadiens. Toutes les mentions de la « Société » et de « TransAlta », de même que du mot « nous » et de ses dérivés, renvoient à TransAlta Corporation et à ses filiales, y compris TransAlta Renewables Inc., sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée, elle renvoie à TransAlta Corporation, y compris ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis dans le corps du texte de la présente notice annuelle sont définis à l'annexe B – Glossaire.

## 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 reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que « 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, de façon explicite ou implicite, dans les énoncés prospectifs.

En particulier, la présente notice annuelle (ou tout document qui y est intégré par renvoi) contient des énoncés prospectifs sur ce qui suit, notamment : les tendances mondiales en matière de décarbonisation, y compris le coût du carbone, les technologies rentables pour le stockage, l'hydrogène, le captage du carbone et la demande des clients; le rôle de la production de gaz naturel dans le maintien de l'abordabilité et de la fiabilité sur les marchés principaux de TransAlta; l'évolution prévue du marché commercial de l'Alberta; la capacité de TransAlta à mettre en œuvre sa stratégie, notamment la satisfaction des besoins des clients, l'atteinte de l'excellence opérationnelle, l'accroissement de la valeur pour les actionnaires et la production de flux de trésorerie stables et prévisibles; les priorités de TransAlta jusqu'en 2028, y compris l'optimisation du portefeuille de l'Alberta, le maintien de la solidité financière et la discipline d'affectation des capitaux, la définition de la prochaine génération de solutions énergétiques et les politiques de pointe en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance (« ESG ») et en matière de marché; les réductions d'émissions, y compris la réduction des émissions (de portée 1 et 2) de 75 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026, la neutralité carbone d'ici 2045 et la fin de la production au charbon d'ici 2025; la capacité de TransAlta d'atteindre ses cibles en matière de développement durable, notamment 80 % des dépenses d'approvisionnement auprès de fournisseurs engagés en faveur du développement durable, 40 % d'employées à l'échelle de la Société d'ici 2030; 50 % de femmes au conseil d'administration d'ici 2030; l'acquisition par TransAlta de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, « Heartland »), y compris la capacité d'obtenir l'approbation des organismes de réglementation, la date de cette approbation et les avantages prévus découlant de la transaction; la stratégie et les priorités du portefeuille de l'Alberta, y compris l'optimisation de la valeur du parc diversifié; la capacité du secteur Commercialisation de l'énergie à fournir de la valeur avec un faible risque; la contribution prévue au bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements (« BAIIA ») du secteur Commercialisation de l'énergie de TransAlta; la capacité de réaliser les objectifs du plan de croissance de l'électricité propre mis à jour, notamment la livraison d'une capacité supplémentaire de 1,75 GW d'électricité propre et d'un gazoduc de 10 GW, le déploiement d'environ 3,5 G\$ de capital de croissance et l'atteinte d'un BAIIA annuel cumulé de 350 M\$ en provenance de nouveaux projets de croissance, dans chaque cas jusqu'en 2028; les perspectives de croissance future de la Société, y compris le calendrier de l'exploitation commerciale et les coûts liés aux projets avancés et au stade de démarrage; la capacité de poursuivre et d'exécuter des projets d'aménagement conjoints avec Hancock Prospecting; la capacité de procéder à la construction et à l'exploitation des projets d'aménagement avancés de la Société, y compris WaterCharger, Pinnacle et l'agrandissement de Mount Keith, ainsi que le calendrier de ces projets et leur contribution prévue au BAIIA; la source de financement pour le plan de croissance de l'électricité propre mis à jour; notre transformation, notre croissance et la répartition de notre capital; les occasions de croissance future; la croissance des actifs d'énergie renouvelable et des actifs d'emplacement et de cogénération, y compris le calendrier de l'exploitation commerciale, tels que les projets éoliens de White Rock et de Horizon Hill et l'agrandissement du réseau de transport de Mount Keith; la capacité de réaliser des occasions de croissance futures avec BHP (terme défini ci-après); la proportion du BAIIA devant provenir de sources renouvelables d'ici la fin de 2025, y compris les 800 MW annoncés de nouvelle production d'énergie renouvelable; la capacité de la Société de tirer profit des évolutions réglementaires au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment la réception de financements pour des projets d'électricité propre; l'augmentation potentielle de la valeur des crédits de réduction des émissions; le caractère cyclique des activités, notamment en ce qui concerne les coûts d'entretien, la production et les charges; les attentes concernant le refinancement de la dette à son échéance; et le maintien par la Société d'une solidité financière et de liquidités importantes.

Les énoncés prospectifs indiqués dans la présente notice annuelle (ou dans tout document qui y est intégré par renvoi) se fondent sur de nombreuses hypothèses, notamment les suivantes : l'absence de modification importante des lois et règlements applicables, hormis celles qui ont déjà été annoncées; l'absence de retard imprévu dans l'obtention des approbations réglementaires requises; l'absence d'incidence défavorable importante sur les marchés du placement et du crédit à long terme; l'absence de modification importante des hypothèses relatives au prix de l'électricité et de la couverture; l'absence de modification importante des hypothèses relatives au prix du gaz et aux coûts de transport; l'absence de modification importante de la législation ou de la réglementation sur le démantèlement et la remise en état; l'absence de modification importante des taux d'intérêt; l'absence de modification importante de la demande et de la croissance en matière de production d'énergie renouvelable; l'absence de modification importante de l'intégrité et de la fiabilité de nos actifs; l'absence de modification importante de la dette et des notations de la Société; l'absence de modification imprévue de la conjoncture économique et des conditions du marché; l'absence d'événement important hors du cours normal des affaires. Ces hypothèses se fondent sur les informations dont TransAlta dispose actuellement, y compris les informations provenant de sources tierces. Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux prévus dans ces énoncés prospectifs. Bien que l'incidence potentielle de ces différences ne soit pas connue de TransAlta, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et la stabilité du crédit de TransAlta pourraient être gravement touchés par ces différences éventuelles.

Les énoncés prospectifs sont soumis à un certain nombre de risques et d'incertitudes 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 de l'électricité, 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, notamment s'agissant des projets éoliens de White Rock et Horizon Hills; les risques liés à nos projets de développement au stade de démarrage, y compris l'interconnexion, les contrats d'enlèvement et les conditions géotechniques et environnementales de ces 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; notre capacité à atteindre nos cibles en matière de facteurs ESG (au sens attribué à ce terme ci-après); les engagements à long terme relatifs à la capacité de transport de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps; notre capacité à remplacer ou à renouveler les contrats lorsqu'ils arrivent à échéance; l'échec ou le retard de la finalisation de l'acquisition de Heartland, notamment l'incapacité d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires à l'acquisition de Heartland, ou de les obtenir selon des modalités satisfaisantes pour TransAlta; 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; 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 de coûts; 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, le charbon, les 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 défavorable 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; le risque lié au secteur et la concurrence; 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; l'insuffisance ou l'indisponibilité de la couverture d'assurance; l'augmentation de l'impôt sur le résultat de la Société et tout risque de nouvelles cotisations; 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 2023.

Le lecteur est prié d'examiner ces facteurs attentivement dans son évaluation des énoncés prospectifs et est avisé 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 la présente notice annuelle sont formulés à la date des présentes. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons pas à mettre ces énoncés prospectifs à jour publiquement en fonction de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou de tout autre facteur. Les perspectives financières énoncées aux présentes (y compris celles qui peuvent y être intégrées par renvoi) visent à fournir au lecteur des renseignements sur les attentes et les plans actuels de la direction. Le lecteur est prié de noter que ces renseignements pourraient ne pas convenir à d'autres fins. 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 normes internationales d'information financière (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 aux mesures de rendement préparées conformément aux IFRS. De plus, TransAlta avise le lecteur que l'information fournie dans la présente notice annuelle concernant les perspectives de la Société sur certains points, notamment le BAIIA, le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles, vise à mettre en contexte certains plans futurs de la Société et pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Se reporter à la rubrique « *Mesures financières non conformes aux IFRS* » de notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 pour obtenir de plus amples renseignements, qui est expressément intégré 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

Les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et le rapport de gestion annuel connexe (le « rapport intégré de 2023 ») sont par les présentes expressément intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle. Ces documents sont accessibles sur SEDAR+, au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), et sur EDGAR, au [www.sec.gov](http://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.

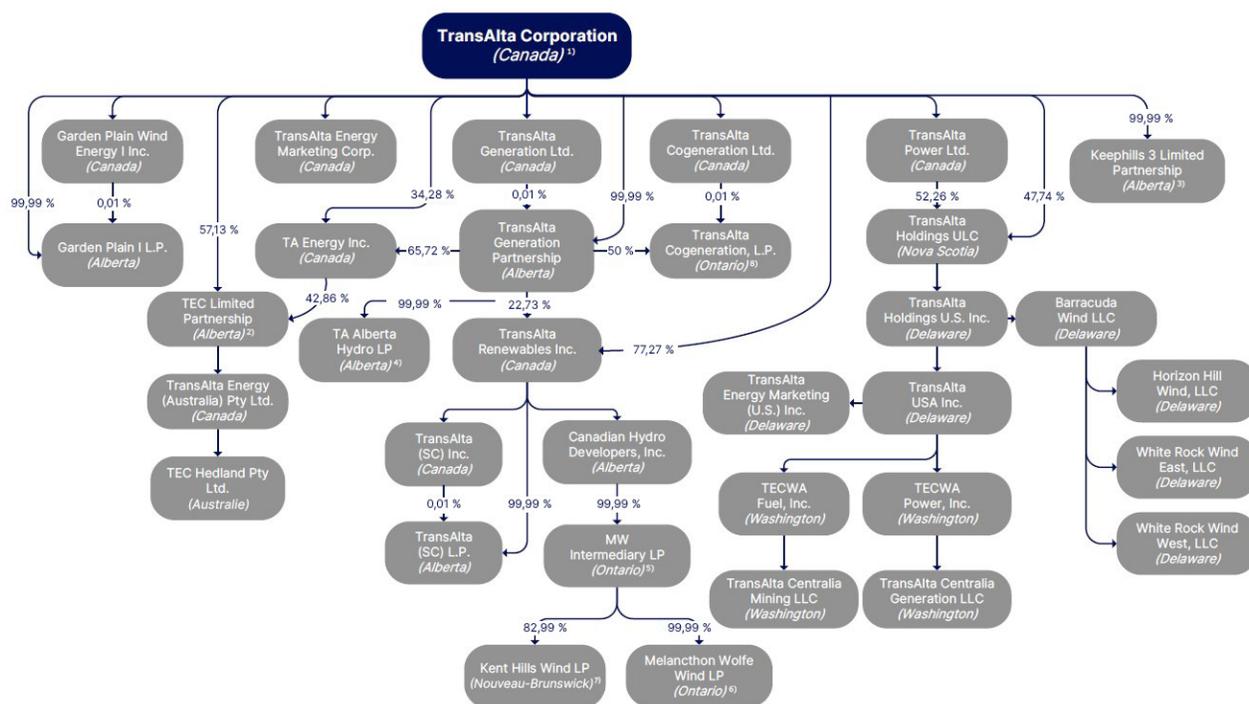
Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférés à TransAlta Generation Partnership, 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. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juin 2023, TransAlta Corporation a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive TransAlta Investment Ltd. Le 5 octobre 2023, TransAlta Corporation a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables Inc. (« TransAlta Renewables ») qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par la Société.

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<sup>er</sup> 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.

Notre siège social et bureau principal est situé à l'adresse suivante : TransAlta Place, bureau 1400, 1100 1st Street SE, Calgary (Alberta) T2G 1B1, Canada.

## Nos filiales

Au 31 décembre 2023, nos principales filiales et leur territoire de constitution respectif sont indiqués dans l'organigramme ci-après. Les autres filiales et partenariats de la Société représentent chacun i) moins de 10 % des actifs consolidés de la Société au 31 décembre 2023 et ii) moins de 10 % des produits consolidés de la Société au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Au total, les filiales et partenariats de TransAlta qui ne sont pas énumérés ci-dessous ne représentaient pas plus de 20 % du total des actifs consolidés ou des produits consolidés de la Société au 31 décembre 2023 et au titre de l'exercice clos à cette date.



- 1) Sauf indication contraire, la propriété est de 100 %.
- 2) La participation restante de 0,01 % dans TEC Limited Partnership appartient à TransAlta (Ft. McMurray) Ltd., filiale en propriété exclusive de la Société.
- 3) La participation restante de 0,01 % dans Keephills 3 Limited Partnership appartient à Vision Quest WindElectric Ltd., filiale en propriété exclusive de la Société.
- 4) La participation restante de 0,01 % dans TA Alberta Hydro LP appartient à TA Alberta Hydro Inc., filiale en propriété exclusive de la Société.
- 5) La participation restante de 0,01 % dans MW Intermediary LP appartient à MW Intermediary Inc., filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers, Inc.
- 6) La participation restante de 0,01 % dans Melancthon Wolfe Wind LP appartient à Melancthon Wolfe Wind Inc., filiale en propriété exclusive de MW Intermediary LP.
- 7) La participation restante de 17,00 % dans Kent Hills Wind LP appartient à Natural Forces Technologies Inc. et la participation restante de 0,01 % appartient à Kent Hills Wind Inc.
- 8) La participation restante de 49,99 % dans TransAlta Cogeneration LP appartient à CPH Cogen Inc.

## TransAlta Renewables

Le 26 septembre 2023, les actionnaires de TransAlta Renewables ont approuvé une convention d'arrangement définitive (la « convention d'arrangement ») aux termes de laquelle TransAlta fera l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables (chacune, une « action de RNW ») qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres de son groupe.

La convention d'arrangement a été approuvée par la Cour du Banc du Roi de l'Alberta le 4 octobre 2023. La contrepartie versée a totalisé 1,3 G\$, soit 800 M\$ en espèces et environ 46 millions d'actions ordinaires de la Société.

Le 5 octobre 2023, la Société a annoncé la finalisation de l'acquisition de TransAlta Renewables aux termes de la convention d'arrangement. TransAlta Renewables est devenue une filiale en propriété exclusive de la Société du fait de l'acquisition par TransAlta des actions ordinaires de TransAlta Renewables. Avant l'arrangement, TransAlta et les membres de son groupe détenaient collectivement 160 398 217 actions de RNW, soit 60,1 % des actions de RNW émises et en circulation, les 106 510 884 actions de RNW restantes étant détenues par d'autres actionnaires de TransAlta Renewables.

## 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 6 761 mégawatts (« MW »). Nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus important producteur d'hydroélectricité en Alberta. Nous possédons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs de production, en grande partie visés par des contrats et géographiquement diversifiés, comprenant l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel, le stockage d'énergie à batterie et le charbon. Nous disposons également de capacités de commercialisation de l'énergie à la pointe de l'industrie, au moyen desquelles nous cherchons 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. Nos pratiques de commercialisation de l'énergie visent 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 et à réinvestir dans la croissance.

### Notre objectif

L'objectif de la Société est d'être un chef de file dans le secteur de l'électricité propre, qui s'engage à assurer un avenir durable et une transition énergétique responsable. Nos priorités stratégiques comprennent l'accélération de la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage orientés vers le client, l'expansion sélective des actifs de production flexible et fiable pour soutenir la transition, la définition de la prochaine génération de solutions énergétiques, ainsi que le maintien de la solidité financière et de la discipline d'affectation des capitaux. Nous nous concentrons principalement sur les occasions dans nos principaux marchés du Canada, des États-Unis et de l'Australie-Occidentale. Nos 112 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'électricité propre qui répondent aux besoins de nos clients et de nos collectivités. Nous investissons de façon rigoureuse afin de procurer à nos actionnaires un rendement convenablement ajusté au risque, ce qui comprend des investissements dans des projets qui aident nos clients et nos collectivités à atteindre leurs objectifs en matière d'environnement, de responsabilité sociale 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 21 novembre 2023, TransAlta a mis à jour son plan de croissance de l'électricité propre et ses cibles de croissance stratégiques sur cinq ans. Ces cibles de croissance comprennent l'ajout au parc de la Société d'une nouvelle capacité de production pouvant atteindre 1,75 gigawatt (« GW ») au moyen d'un investissement d'environ 3,5 G\$, en vue d'aménager, de construire ou d'acquérir de nouveaux actifs à compter de 2024 jusqu'à la fin de 2028. La croissance sera axée sur les énergies renouvelables et le stockage du point de vue du client, grâce au développement de ces projets dans notre portefeuille actuel de projets de développement de 5,3 GW, que nous visons à étendre à 10 GW d'ici 2028.

Voici un aperçu de notre plan de croissance de l'électricité propre et de nos priorités stratégiques jusqu'en 2028 :

### 1. Optimiser le portefeuille de l'Alberta

Nous poursuivons l'optimisation de notre base d'actifs existante et la maximisation de la valeur de notre parc hydroélectrique et gazier existant en Alberta. Ce parc d'actifs est bien placé pour répondre à la dynamique changeante des prix du marché et aux besoins de la province de l'Alberta. Grâce à l'acquisition des actifs de Heartland Generation (voir la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements), nous diversifions et soutiendrons notre portefeuille de l'Alberta afin d'offrir une capacité de pointe réactive à l'augmentation de la concentration des énergies renouvelables sur le marché. L'acquisition comprendra une capacité de pointe de près de 400 MW et une importante base d'actifs de cogénération sous contrat disposant de solides contrats à long terme.

### 2. Mettre en œuvre le plan de croissance de l'électricité propre

Nous mettons l'accent sur l'augmentation de notre capacité de production d'énergie renouvelable et nous prévoyons d'investir environ 3,5 G\$ afin d'accroître notre capacité de production d'énergie renouvelable jusqu'à 1,75 GW d'ici la fin de 2028. Nous visons à ce que cette nouvelle capacité, une fois pleinement opérationnelle, génère un bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements (« BAIIA ») annuel supplémentaire d'environ 350 M\$<sup>1</sup>. Nous visons également, d'ici la fin de 2028, l'augmentation à 10 GW des projets de développement de la Société.

### 3. Augmenter de façon sélective les actifs flexibles de production et de fiabilité

Nous mettons l'accent sur l'expansion sélective de notre portefeuille d'actifs de production flexible et de fiabilité, notamment à travers la production de pointe et le stockage à court et à long terme, afin d'optimiser notre portefeuille et de répondre à la hausse de l'intermittence des réseaux de production d'énergie renouvelable. Le plan de croissance de l'électricité propre de la Société peut également comprendre des actifs de production de gaz naturel flexibles et efficaces, qui sont nécessaires en vue de répondre aux besoins de fiabilité du réseau et de soutenir l'ajout de nouveaux réseaux intermittents de production d'énergie renouvelable, en particulier là où nous pouvons utiliser les connaissances et les compétences de nos équipes d'optimisation et de négociation afin de générer une valeur ajoutée.

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

Nos solides résultats financiers ont généré une augmentation de nos flux de trésorerie d'exploitation, qui peuvent être alloués à nos priorités de financement. L'augmentation des flux de trésorerie nous permet d'affecter davantage de capitaux à la croissance, aux dividendes, au remboursement de la dette et aux rachats d'actions. Notre répartition du capital est très souple; en période de croissance limitée et de sous-performance du cours des actions, nous considérons les rachats d'actions comme un moyen de rembourser du capital aux actionnaires.

### 5. Définir la prochaine génération de solutions énergétiques

Dans sa trajectoire de neutralité carbone imposée par les mandats gouvernementaux, TransAlta se doit d'être à la fine pointe de l'innovation technologique afin de demeurer concurrentielle et de continuer à respecter ses engagements envers ses clients. Nous avons créé en interne une équipe spécialisée dans les nouvelles technologies qui surveille leur évolution, notamment le stockage, l'hydrogène, la fusion, le captage du carbone et les petits réacteurs modulaires (« PRM »), afin d'évaluer leur potentiel de déploiement au cours de la prochaine décennie. 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.

<sup>1</sup> Le BAIIA ajusté est une mesure financière non conforme aux IFRS. Voir la rubrique « Mesures financières non conformes aux IFRS » du rapport intégré de 2023 pour de plus amples renseignements.

## 6. Être chef de file en matière d'élaboration de politiques de marché et de développement durable

Compte tenu des objectifs climatiques ambitieux dans tous nos territoires, il est impératif que les producteurs d'électricité indépendants (les « PEI »), comme TransAlta, participent activement à l'élaboration des politiques pour veiller à ce que la décarbonisation, l'abordabilité et la fiabilité soient correctement équilibrées afin de promouvoir un secteur de l'électricité concurrentiel et efficace dans ces territoires.

### 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 Morningstar 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 S&P Global Ratings a confirmé la notation de la dette non garantie de la Société et la notation d'émetteur BB+ avec perspective stable. 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 de répartition du capital et de financement établit un équilibre entre les exigences liées à l'atteinte de nos objectifs de réinvestissement, de croissance nouvelle et de remboursement de la dette, et l'objectif consistant à procurer aux actionnaires un rendement convenablement ajusté au risque 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.

### Nos secteurs

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

- 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.
- Le secteur Énergie éolienne et solaire a une participation nette d'environ 2 057 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, dans les États du Massachusetts, du Minnesota, du New Hampshire, de la Caroline du Nord, de la Pennsylvanie, de Washington et du Wyoming, ainsi que dans l'État d'Australie-Occidentale. Nous avons actuellement des projets de construction en cours dans ce secteur totalisant 500 MW de puissance qui devraient être achevés en 2024.
- 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 dans l'État d'Australie-Occidentale. Ce secteur comprend notre participation dans un gazoduc situé en Australie-Occidentale.
- 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 de 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.
- 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 de certains 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.
- 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 leadership en matière de développement durable

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 également viser l'atteinte de nos objectifs en matière de développement durable. Nous avons adopté il y a longtemps des pratiques exemplaires en matière de développement durable; en effet, depuis 30 ans, nous communiquons de l'information sur le développement durable et intégrons aussi volontairement notre rapport sur le développement durable au rapport intégré de 2023. Nous adoptons les directives de l'International Sustainability Standards Board établies par l'International Financial Reporting Standards Foundation (Fondation « IFRS »), le Référentiel international d'information intégrée, la Global Reporting Initiative et les exigences du Sustainability Accounting Standards Board pour les services publics et producteurs d'électricité. Nous continuons de surveiller l'évolution des obligations d'information en matière de développement durable et de climat afin d'évaluer notre information future, notamment les règles en matière d'information sur le climat proposées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, celles de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et celles du gouvernement australien. De plus, nos cibles en matière de développement durable 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, notamment le leadership en matière de changements climatiques, la sécurité ainsi que l'équité, la diversité et l'inclusion (« EDI »). 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 de 66 % nos émissions de gaz à effet de serre (« GES ») de portée 1 et 2. En 2023, nos émissions de GES (de portée 1 et 2) liées aux activités d'exploitation normales s'établissaient à 10,9 millions de tonnes. 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 de développement durable consistent notamment à faire ce qui suit :

- D'ici 2024, vérifier et divulguer 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta;
- D'ici 2024, s'assurer que 80 % de nos dépenses seront effectuées auprès de fournisseurs ayant une politique ou un engagement en matière de développement durable;
- D'ici 2026, à l'échelle de la Société, réduire les émissions de GES (de portée 1 et 2) de 75 % par rapport aux niveaux de 2015;
- Renforcer notre engagement en faveur de la diversité femmes-hommes en milieu de travail, y compris notre cible d'une représentation féminine de 50 % au conseil d'administration de la Société (le « conseil » ou le « conseil d'administration ») d'ici 2030 et un objectif de représentation féminine de 40 % au sein de notre effectif d'ici 2030;
- D'ici 2045, atteindre la neutralité carbone pour 100 % des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta; et
- 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.
- 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;
- Maintenir notre engagement à présenter de l'information ESG très rigoureuse.

De 2000 à 2023, 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 portée 1 et 2 de 75 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026, nous avons achevé la conversion au gaz de nos centrales canadiennes alimentées au charbon 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 canadiennes alimentées au charbon.

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 de TransAlta. 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 nos fournisseurs, leurs employés et leurs sous-traitants doivent respecter dans le cadre de la fourniture de biens et services à TransAlta, notamment le leadership en matière d'environnement et de climat, les facteurs EDI, les relations avec les Autochtones, la santé et la sécurité, la conduite éthique des affaires, la cybersécurité, les conflits d'intérêts et les questions signalées par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique de 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. En 2024, nous présenterons un rapport conformément à la Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement (Canada). 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 suivons les principes d'engagement de TransAlta et nous nous efforçons de respecter 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. En cas de violation, nous chercherons à remédier rapidement aux répercussions en établissant un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes et les parties prenantes concernées.

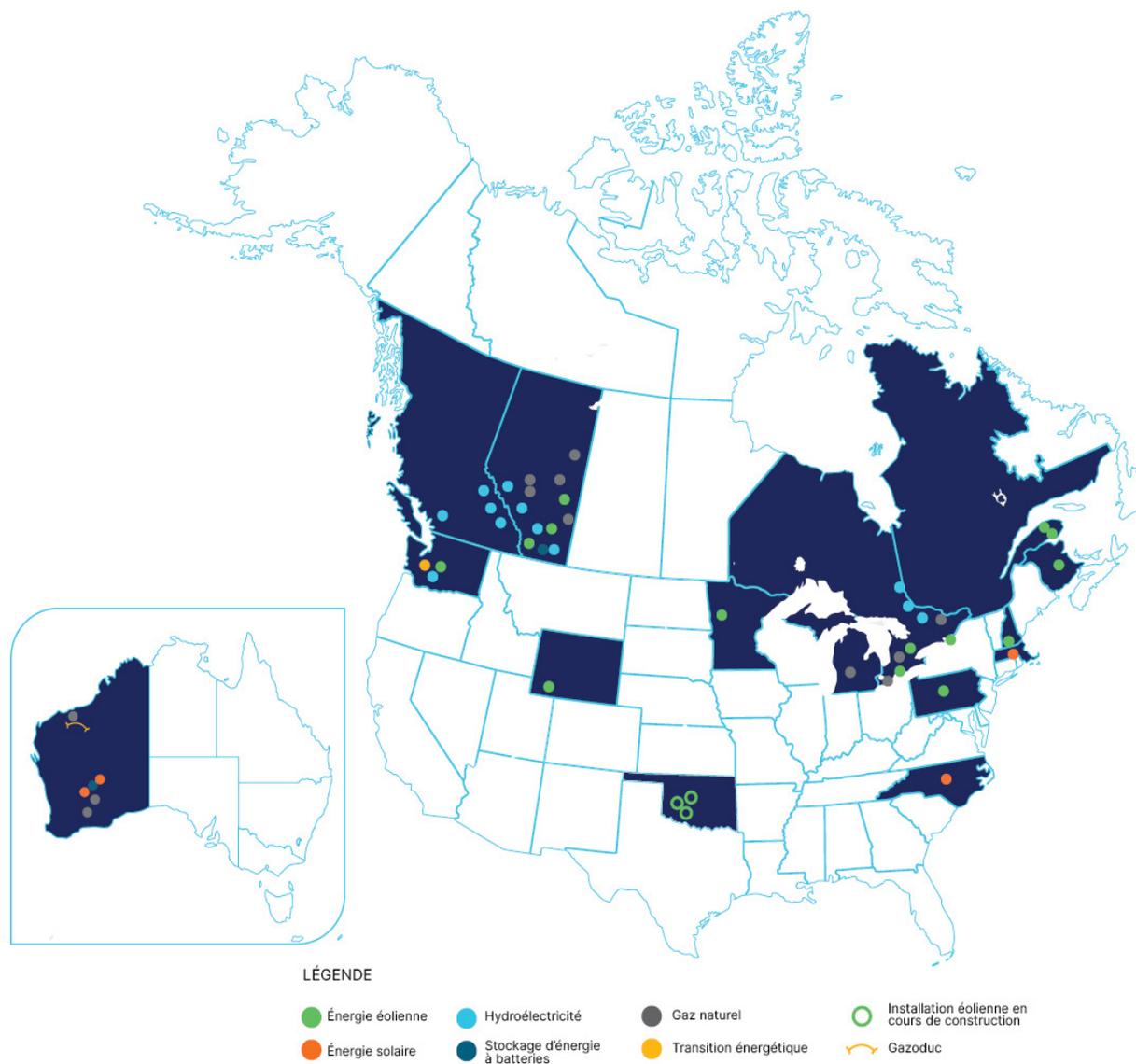
Notre politique de gestion totale de la sécurité officialise notre engagement à protéger le public et nos actifs, ainsi que le bien-être physique, psychologique et social de notre personnel. Elle définit la responsabilité personnelle de chaque employé et sous-traitant travaillant au nom de TransAlta.

Notre politique environnementale définit la manière dont nous intégrons la protection de la nature et de l'environnement dans la stratégie de TransAlta, notre 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.

## Carte des activités d'exploitation de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de la Société en date du 31 décembre 2023.



## 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 croissance, l'innovation, les acquisitions, la renégociation de contrats, la mise hors service d'actifs, 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

#### Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields atteint le stade de l'exploitation commerciale

Le 22 novembre 2023, la Société a annoncé que le projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie à batteries dans le nord de la région de Goldfields de 48 MW avait atteint le stade de l'exploitation commerciale. Les installations comprennent la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui sont maintenant tous intégrés à notre réseau éloigné existant de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Les installations sont entièrement visées par un contrat d'une durée de 15 ans conclu avec BHP Nickel West et devraient réduire de 12 % par année les émissions de portée 2 de BHP à Mount Keith et à Leinster.

#### Accord de développement conjoint avec Hancock Prospecting

La Société a conclu un accord de développement conjoint avec Hancock Prospecting Pty Ltd. (« Hancock »), le quatrième producteur de minerai de fer en importance en Australie. Cet accord s'appuiera sur l'expertise de TransAlta en matière d'approvisionnement électrique du secteur minier en région éloignée, en Australie-Occidentale. TransAlta travaillera en collaboration avec Hancock afin de définir et de fournir à Hancock des solutions d'autoproduction d'électricité dans la région de Port Hedland.

#### Le parc éolien de Garden Plain atteint le stade de l'exploitation commerciale

En août 2023, le parc éolien de Garden Plain a été mis en service, ce qui a ajouté 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation (« Pembina ») et PepsiCo Canada (« PepsiCo »), dont la durée moyenne pondérée est d'environ 17 ans. Le parc se compose de 26 turbines Siemens-Gamesa.

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

Le 24 avril 2023, la Société a acquis 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, auprès d'Evolve Power Ltd. (« Evolve »), anciennement dénommée Montem Resources Limited. L'acquisition comprend les droits fonciers, les immobilisations corporelles et la propriété intellectuelle associés à Tent Mountain.

La Société et Evolve détiennent le projet de Tent Mountain dans le cadre d'un partenariat à vocation spéciale géré conjointement, la Société agissant à titre de promoteur du projet. Le partenariat cherche activement à conclure un contrat d'enlèvement visant l'énergie et les attributs environnementaux qui seront générés par le projet.

#### Expansion du réseau de transport de 132kV de Mount Keith

Le 3 mai 2022, Southern Cross Energy, filiale de la Société, a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction dans le cadre de l'extension du réseau de transport de 132kV de Mount Keith en Australie-Occidentale. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, qui expire en 2038. Il devrait être achevé au premier trimestre de 2024. 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 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, situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. En vertu de cette entente, Meta reçoit de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux du parc éolien d'Horizon Hill. Le parc éolien comprendra 34 turbines Vestas au total. Les travaux de construction ont commencé à la fin de 2022 et les deux projets de White Rock devraient atteindre le stade de la pleine exploitation commerciale au premier trimestre de 2024. Une majorité importante des coûts du projet sont couverts par des contrats d'approvisionnement en éoliennes à prix fixe et des contrats de construction avec un fournisseur de services de construction de premier plan.

#### 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 de 300 MW, situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma, comporteront un total de 51 turbines Vestas. La construction a débuté à la fin de 2022 et le début de l'exploitation commerciale des deux projets White Rock est prévu pour le premier trimestre de 2024. Une majorité importante des coûts du projet sont couverts par des contrats d'approvisionnement en éoliennes à prix fixe et des contrats de construction avec un fournisseur de services de construction de premier plan.

## TransAlta atteint le stade de l'exploitation commerciale pour le parc éolien de Windrise

Le 2 décembre 2021, TransAlta a annoncé le début de l'exploitation commerciale du parc éolien de Windrise de 206 MW en date du 10 novembre 2021. Le parc éolien de Windrise est situé à environ 20 kilomètres au sud-ouest de Fort Macleod sur environ 11 000 acres de terrains privés. Le parc éolien de Windrise est visé par un contrat d'enlèvement de 20 ans conclu avec Alberta Electric System Operator (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). En 2023, la Société a investi 5 M\$ (4 M\$ US).

Ce programme investit dans des sociétés technologiques novatrices au stade de démarrage qui contribueront à accélérer la transition vers la carboneutralité. L'investissement dans le Frontier Fund permet à TransAlta de mettre en commun des fonds avec certaines des plus grandes entreprises de services publics américaines et européennes afin de relever, de mettre à l'essai, de commercialiser et de mettre sur le marché des technologies qui appuieront ses objectifs de décarbonisation.

### Participation dans Ekona Power Inc.

Le 1<sup>er</sup> février 2022, la Société a effectué un placement en actions de 2 M\$ dans les actions privilégiées de catégorie B d'Ekona Power Inc. (« Ekona »). 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.

## Acquisitions

### TransAlta fera l'acquisition de Heartland Generation auprès d'Energy Capital Partners

Le 2 novembre 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'achat d'actions définitive avec un membre du groupe d'Energy Capital Partners, société mère de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, « Heartland »), aux termes de laquelle TransAlta fera l'acquisition de Heartland et de l'ensemble de ses activités commerciales en Alberta et en Colombie-Britannique. L'acquisition ajoutera 10 installations au parc de TransAlta, totalisant une nouvelle capacité de 1 844 MW. La transaction devrait être finalisée au cours du premier semestre de 2024, sous réserve des conditions de finalisation habituelles, y compris l'obtention des approbations réglementaires.

Le prix d'acquisition est de 390 M\$, sous réserve des ajustements du fonds de roulement et d'autres ajustements, ainsi que de la prise en charge d'une dette à faible coût de 268 M\$. La Société financera la transaction au moyen de ses fonds en caisse et de prélèvements sur ses facilités de crédit.

Les actifs devraient ajouter environ 115 M\$ au BAIIA annuel moyen, synergies comprises. Environ 55 % des produits sont visés par des contrats conclus avec des contreparties solvables, dont la durée résiduelle moyenne pondérée est de 16 ans. Les synergies avant impôts de la Société devraient dépasser 20 M\$ par an.

L'acquisition renforcera la position concurrentielle de la Société en réponse au secteur de l'électricité hautement dynamique et évolutif en Alberta, compte tenu des prévisions d'augmentation importante de la production d'énergies renouvelables et de la production de base au cours des prochaines années à l'échelle de la province. Le plan de croissance de l'électricité propre reste au cœur de notre stratégie et vise principalement à répondre aux besoins futurs de nos clients grâce à des solutions d'électricité propre.

### TransAlta Corporation finalise l'acquisition de TransAlta Renewables Inc.

Le 5 octobre 2023, la Société a finalisé l'acquisition de TransAlta Renewables. Voir la rubrique « *Nos filiales* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

### 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. 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.

## Renégociation de contrats

### Renouvellement avec succès du contrat relatif à Pingston

En 2023, la Société a renouvelé avec succès le contrat relatif à Pingston pour une durée de 20 ans. Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 46 MW située sur le ruisseau Pingston Creek, en Colombie-Britannique.

### 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 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<sup>er</sup> mai 2026 au 30 avril 2031. Les contrats existants pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien de Melancthon 1 ont été 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.

### Kent Hills Wind

Le 29 janvier 2024, TransAlta a organisé un événement en partenariat avec Énergie Nouveau-Brunswick pour célébrer la réouverture de notre parc éolien de Kent Hills. Les installations ont été partiellement remises en service au quatrième trimestre de 2023. À présent, toutes les éoliennes sont mises en service et le projet de remise en état a été achevé au premier trimestre de 2024. Le 2 juin 2022, TransAlta a annoncé le plan de remise en état des parcs éoliens 1 et 2 de Kent Hills. Outre l'annonce, TransAlta 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 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 intégré de 2023. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes.

### 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 précédemment exploitées par 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 l'achèvement de 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 la réhabilitation 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 a mis hors service l'unité n° 1 de Keephills le 31 décembre 2021 et l'unité n° 4 de Sundance le 1<sup>er</sup> avril 2022. L'unité n° 5 de Sundance a été mise hors service le 1<sup>er</sup> novembre 2021.

## Aliénations

### Aliénation des centrales Appleton et Galetta

Le 2 décembre 2022, la Société a vendu 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 2 MW située sur la rivière Mississippi, près de Galetta, en Ontario. Les installations d'Appleton et de Galetta ont été vendues après la prise en compte des frais d'entretien continus et des dépenses d'investissement de maintien requises pour les installations par rapport à leur apport annuel aux revenus.

### Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a conclu la vente 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 térajoules par jour d'ici la fin de 2023.

## Siège social

### Contrats de vente de crédits d'impôt à la production (« CIP »)

Le 22 février 2024, la Société a conclu des contrats de cession d'une durée de 10 ans avec un client noté AA, visant la vente d'environ 80 % des CIP qui devraient être générés par les projets éoliens de White Rock et Horizon Hill. Le BAIIA moyen annuel qui devrait découler de ces contrats est d'environ 57 M\$ (43 M\$ US).

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

#### Offre publique de rachat dans le cours normal des activités et régime d'achat automatique d'actions

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a racheté et annulé un total de 7 537 500 actions ordinaires aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« OPRA »), au prix moyen de 11,49 \$ l'action ordinaire, pour un coût total de 87 M\$.

Le 26 mai 2023, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de présenter une OPRA visant une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 actions ordinaires, soit environ 7,29 % des actions ordinaires flottantes au 17 mai 2023. 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 2023 et se terminera le 30 mai 2024 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.

Le 19 décembre 2023, la Société a conclu un RAAA afin de faciliter le rachat des actions ordinaires de TransAlta dans le cadre de son OPRA.

#### Augmentations déclarées du dividende

Le 18 novembre 2023, TransAlta a approuvé une augmentation annualisée de 0,02 \$ par action, soit une augmentation de 9 % de son dividende sur actions ordinaires, et a déclaré un dividende de 0,06 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1<sup>er</sup> avril 2024. Le dividende trimestriel de 0,06 \$ l'action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,24 \$ l'action ordinaire.

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<sup>er</sup> janvier 2023. Le dividende trimestriel de 0,055 \$ l'action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,22 \$ l'action ordinaire.

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<sup>er</sup> janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1<sup>er</sup> décembre 2021.

## **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 »), 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 versements d'intérêts sur les obligations vertes de premier rang sont effectués semestriellement, soit le 15 novembre et le 15 mai, le premier versement étant effectué le 15 mai 2023.

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 »). Sustainalytics 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*.

### **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 2023, 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.

### **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 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 »).

### **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 un nouveau logo et une nouvelle signature pour 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.

### **Windrise Wind LP a obtenu un financement par obligations vertes de 173 M\$**

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

Windrise Wind LP a utilisé une partie du produit tiré des obligations pour rembourser tous les montants dus aux termes d'une convention de prêt à la construction intersociétés conclue relativement à la centrale de Windrise, octroyer des avances à TransAlta Renewables de façon subordonnée aux termes d'une convention de prêt intersociétés, financer ou refinancer des projets verts admissibles, y compris des installations d'énergie renouvelable, et pour alimenter un compte de réserve pour la construction, entre autres.

### **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 (« PLD »). Le 8 juin 2023, le PLD a été prolongé de nouveau au 30 juin 2027. Le 6 septembre 2023, le PLD a été porté à 1,95 G\$. 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 de développement durable, y compris l'EDI et la réduction des émissions.

## Développement durable

### Changements au sein du conseil d'administration en 2024

M<sup>me</sup> Rona Ambrose a décidé de ne pas se représenter à l'élection et de quitter le conseil d'administration après l'assemblée annuelle des actionnaires du 25 avril 2024. Le conseil d'administration exprime sa gratitude pour les services qu'elle a rendus à la Société. M<sup>me</sup> Ambrose a apporté une contribution précieuse au conseil d'administration depuis 2017 et nous la remercions de ses qualités de chef et de sa perspicacité pendant son mandat, en particulier à titre de présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil d'administration.

### TransAlta figure au premier rang du classement établi par Newsweek des sociétés les plus fiables au monde

Le 14 septembre 2023, la Société a annoncé qu'elle figurait au premier rang du premier classement établi par Newsweek dans la catégorie « World's Most Trustworthy Companies 2023 » (sociétés les plus fiables au monde en 2023), pour les secteurs de l'énergie et des services publics. Le classement indique les 1 000 meilleures sociétés dans 21 pays et 23 secteurs. Les sociétés les plus fiables au monde en 2023 selon Newsweek ont été sélectionnées au moyen d'une approche holistique, afin d'évaluer trois piliers de la confiance publique : les clients, les investisseurs et les employés. Le classement a été établi au moyen d'un sondage exhaustif mené auprès de plus de 70 000 participants, ayant permis de recueillir 269 000 évaluations de sociétés bénéficiant de la confiance des clients, des investisseurs et des employés.

### Changements au sein de la direction et du conseil d'administration en 2023

Lors de notre assemblée annuelle des actionnaires tenue le 28 avril 2023, les actionnaires ont élu notre conseil d'administration comprenant M<sup>me</sup> Candace MacGibbon, candidate au poste d'administratrice. M<sup>me</sup> MacGibbon apporte au conseil d'administration des qualités et des compétences axées sur le leadership, la collaboration et l'intégrité dont elle a fait preuve dans le cadre de ses fonctions antérieures de haute direction couronnées de succès, notamment à titre de chef de la direction et de chef des finances. M<sup>me</sup> MacGibbon est comptable professionnelle agréée.

En novembre 2023, les responsabilités et obligations redditionnelles de l'équipe de direction de la Société ont été réorganisées, ce qui a donné lieu à la nomination de Jane Fedoretz au poste de vice-présidente directrice, Personnel et culture, et chef de l'administration, de Kerry O'Reilly Wilks au poste de vice-présidente directrice, Croissance et commercialisation de l'énergie, d'Aron Willis au poste de vice-président directeur, Livraison de projets et construction, de Blain van Melle au poste de vice-président directeur, Affaires commerciales et relations avec la clientèle, et à l'arrivée de David Little au sein de la Société à titre de vice-président principal, Croissance.

### 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<sup>me</sup> Manjit Sharma au conseil d'administration avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2023. M<sup>me</sup> Sharma compte plus de 30 ans d'expérience dans divers secteurs, dont dernièrement à titre de chef des finances de WSP Canada Inc. M<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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.

Le 30 septembre 2022, M<sup>me</sup> Beverlee Park a quitté le conseil d'administration de TransAlta. M<sup>me</sup> 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.

### 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 ESG attribuée par MSCI à TransAlta a été haussée de « A » à « AA ». 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 nos 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 Journée des investisseurs de 2021 et nous avons annoncé notre plan de croissance de l'électricité propre. Les cibles visent à produire 2 GW de capacité d'énergie renouvelable supplémentaire avec un investissement ciblé de 3,6 G\$ d'ici 2025. Le plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour et de nouvelles cibles à atteindre de 2024 à 2028 ont été fixées, à l'occasion de notre Journée des investisseurs du 21 novembre 2023. Voir la rubrique « *Aperçu - Notre stratégie d'entreprise* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

## Programme EDI

L'engagement et le souci d'excellence de TransAlta en matière d'EDI sont visibles sur notre lieu de travail et parmi nos collègues qui défendent les valeurs d'équité et d'inclusion à tous les niveaux opérationnels. Cet engagement est décrit dans notre politique concernant la diversité du conseil et des effectifs, et dans notre engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion. En 2023, TransAlta a mis en œuvre la troisième année de notre stratégie quinquennale en matière d'EDI afin d'atteindre les aspirations et les objectifs définis dans notre engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion, qui est accessible au public dans l'onglet Gouvernance du Centre des investisseurs de notre site Web.

## Changements au sein de la direction et du conseil d'administration en 2021

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<sup>me</sup> Farrell à titre de président et chef de la direction et s'est joint au conseil d'administration le 1<sup>er</sup> avril 2021.

Le 4 mai 2021, la Société a annoncé l'élection de deux nouvelles administratrices et deux nouveaux administrateurs : M<sup>me</sup> Laura W. Folse, M<sup>me</sup> Sarah Slusser, M. Thomas O'Flynn et M. Jim Reid. M<sup>me</sup> 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.

## 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, 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 ces 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 continuons à évoluer afin d'alléger notre structure organisationnelle grâce à l'optimisation continue.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur générateur de produits des activités ordinaires aux produits des activités ordinaires au 31 décembre 2023 :

	Produits de 2023	Produits de 2022
<b>Hydroélectricité</b>	16 %	20 %
<b>Énergies éolienne et solaire</b>	10 %	10 %
<b>Gaz</b>	45 %	41 %
<b>Transition énergétique</b>	22 %	24 %
<b>Commercialisation de l'énergie</b>	7 %	5 %

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 2023, 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 nette de 922 MW. Les centrales sont situées en Alberta, en Colombie-Britannique 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 de nos 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 2023 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) <sup>1)</sup>	Participation consolidée	Capacité installée brute <sup>1)</sup>	TransAlta	Capacité nette détenue (MW) <sup>1)</sup>	Date du début de l'exploitation commerciale <sup>2)</sup>	Source de produits <sup>3)</sup>	Date d'expiration du contrat <sup>4)</sup>
<b>Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Bow</b>									
Barrier <sup>5)6)</sup>	AB	13	100 %	13	100 %	13	1947	Commerciale	–
Bearspaw <sup>5)6)</sup>	AB	17	100 %	17	100 %	17	1954	Commerciale	–
Cascade <sup>5)6)</sup>	AB	36	100 %	36	100 %	36	1942, 1957	Commerciale	–
Ghost <sup>5)6)</sup>	AB	54	100 %	54	100 %	54	1929, 1954	Commerciale	–
Horseshoe <sup>5)6)</sup>	AB	14	100 %	14	100 %	14	1911	Commerciale	–
Interlakes <sup>5)6)</sup>	AB	5	100 %	5	100 %	5	1955	Commerciale	–
Kananaskis <sup>5)6)</sup>	AB	19	100 %	19	100 %	19	1913, 1951	Commerciale	–
Pocaterra <sup>6)</sup>	AB	15	100 %	15	100 %	15	1955	Commerciale	–
Rundle <sup>5)6)</sup>	AB	50	100 %	50	100 %	50	1951, 1960	Commerciale	–
Spray <sup>5)6)</sup>	AB	112	100 %	112	100 %	112	1951, 1960	Commerciale	–
Three Sisters <sup>5)</sup>	AB	3	100 %	3	100 %	3	1951	Commerciale	–
<b>Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Oldman</b>									
Belly River <sup>6)</sup>	AB	3	100 %	3	100 %	3	1991	Commerciale	–
St. Mary <sup>6)</sup>	AB	2	100 %	2	100 %	2	1992	Commerciale	–
Taylor <sup>6)</sup>	AB	13	100 %	13	100 %	13	2000	Commerciale	–
Waterton <sup>6)</sup>	AB	3	100 %	3	100 %	3	1992	Commerciale	–
<b>Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord<sup>6)</sup></b>									
Bighorn <sup>5)6)</sup>	AB	120	100 %	120	100 %	120	1972	Commerciale	–
Brazeau <sup>5)6)</sup>	AB	355	100 %	355	100 %	355	1965, 1967	Commerciale	–
<b>BC Hydro</b>									
Akolkolex <sup>6)</sup>	BC	10	100 %	10	100 %	10	1995	CLT	2046
Bone Creek <sup>6)</sup>	BC	19	100 %	19	100 %	19	2011	CLT	2031
Pingston <sup>6)</sup>	BC	45	50 %	22,5	100 %	23	2003, 2004	CLT	2043
Upper Mamquam <sup>6)</sup>	BC	25	100 %	25	100 %	25	2005	CLT	2025
<b>Ontario Hydro</b>									
Misema	ON	3	100 %	3	100 %	3	2003	CLT	2027
Moose Rapids <sup>6)</sup>	ON	1	100 %	1	100 %	1	1997	CLT	2030
Ragged Chute	ON	7	100 %	7	100 %	7	1991	CLT	2029
<b>Capacité hydroélectrique totale</b>		<b>944</b>		<b>921,5</b>		<b>922</b>			

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) 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 visés par une 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 obtenir de plus amples renseignements.

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.

## 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. Cette centrale utilise une turbine Francis Dominion Engineering et un générateur Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 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. Cette centrale utilise une turbine Kaplan Karlstads Mekaniska Werkstad (« KMW ») et un générateur Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1954. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE conformément au TIER.

### Cascade

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le parc national Banff, en Alberta. Cette centrale a été achetée 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. Cette centrale utilise deux turbines Francis Dominion Engineering et deux générateurs Westinghouse. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE 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. Cette centrale utilise deux turbines Francis Dominion Engineering, une turbine English Electric et trois générateurs Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1929. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE 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. Cette centrale utilise deux turbines Twin Francis KMW et deux générateurs Canadian General Electric. L'exploitation commerciale a commencé en 1911. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE conformément au TIER.

### Interlakes

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 5 MW située à Kananaskis Lakes (Alberta). Cette centrale utilise une turbine Francis Allis Chalmers et un générateur Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1955. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE conformément au TIER.

### Kananaskis

La centrale de Kananaskis est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 19 MW située sur la rivière Bow à Seebe, en Alberta. Cette centrale utilise deux turbines Francis Allis Chalmers, une roue General Electric Barber Hymac, deux générateurs ASEA et un générateur Westinghouse. Elle a commencé ses activités commerciales en 1913. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE conformément au TIER.

### Pocaterra

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 15 MW située à Kananaskis Lakes, en Alberta. Cette centrale utilise une turbine Francis Allis Chalmers et un générateur Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1955. L'électricité produite par la centrale est vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE 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. Cette centrale utilise deux turbines Francis Dominion Engineering et deux générateurs Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 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. Cette centrale utilise deux turbines Francis Dominion Engineering et deux générateurs Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1951. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE 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. Cette centrale utilise une turbine Impeller Dominion Engineering et une turbine Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1951. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

## Réseau hydrographique de la rivière Oldman

### Belly River

La centrale de Belly River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, à l'est du réservoir Waterton, à environ 75 kilomètres au sud-ouest de Lethbridge, en Alberta. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre, lorsque l'eau est détournée dans le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. Cette centrale utilise une turbine Francis Alstom double et un générateur Alstom. L'exploitation commerciale a commencé en 1991. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### St. Mary

La centrale de St. Mary est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 2 MW située au pied du barrage retenant le réservoir St. Mary, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. Cette centrale utilise une turbine Francis Alstom double horizontale et un générateur Kato. L'exploitation commerciale a commencé en 1992. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Taylor

La centrale de Taylor est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee, sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, qui appartient au gouvernement de l'Alberta. Cette centrale utilise une turbine Kaplan Andritz horizontale et un alternateur GE. L'exploitation commerciale a commencé en 2000. 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.

### Waterton

La centrale de Waterton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située au pied du barrage Waterton, sur le réservoir Waterton, près de Hill Spring, au sud-ouest de Lethbridge, en Alberta. Cette centrale utilise une turbine Francis Alstom double horizontale et un générateur Kato. L'exploitation commerciale a commencé en 1992. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue 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. Cette centrale utilise deux turbines Francis Dominion Engineering et deux générateurs Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 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. Cette centrale utilise deux turbines Francis Dominion Engineering et deux générateurs Westinghouse. L'exploitation commerciale a commencé en 1967. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE conformément au TIER.

## Centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique

### Akolkolex

Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke, en Colombie-Britannique. Cette centrale utilise deux turbines Francis Chongqing horizontales montées sur un même arbre et couplées à un seul générateur Chongqing. L'exploitation commerciale a commencé en 1995. Sa production est vendue à British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») aux termes d'un CAE qui prend fin en 2046.

### Bone Creek

La centrale de Bone Creek 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 Valemout, en Colombie-Britannique. Cette centrale utilise deux groupes turboalternateurs horizontaux de 9,5 MW avec des turbines Francis jumelles à tube d'aspiration double Litostroj et des alternateurs horizontaux à entraînement direct INDAR. L'exploitation commerciale a commencé en 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. Pingston est détenue à parts égales avec Evulugen Trading and Marketing LP, une filiale de Brookfield. L'installation utilise trois turbines Pelton horizontales et des alternateurs Leroy-Somer de 15 MW. L'exploitation commerciale a commencé en 2003. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAÉ renouvelé de 20 ans qui prend fin le 8 avril 2043.

### Upper Mamquam

La centrale d'Upper Mamquam est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 25 MW située sur la rivière Mamquam, à l'est de Squamish, en Colombie-Britannique, et au nord de Vancouver. Cette centrale utilise deux turbines Francis Litostroj doubles à axe horizontal et des alternateurs Voith. L'exploitation commerciale a commencé en 2005. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE qui prend fin en 2025.

## Centrales hydroélectriques en Ontario

### Misema

La centrale de Misema est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. Cette centrale utilise une turbine Francis Litostroj double à axe horizontal avec un alternateur Leroy-Somer. L'exploitation commerciale a commencé en 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 est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Sudbury, dans le nord de l'Ontario. Cette centrale utilise deux miniturbines à hélices à pales fixes à axe incliné de Canadian Hydro Components et une miniturbine Kaplan Andritz à vitesse réglable à axe incliné, avec trois alternateurs Siemens. L'exploitation commerciale a commencé en 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 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. La Société loue cette centrale auprès d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »). Elle est en service depuis 1991. Elle est composée d'une seule unité horizontale Kaplan de 6,6 MW et d'un alternateur GE. La production tirée de cette centrale est vendue à la SIERE aux termes d'un contrat qui prend fin le 30 juin 2029. À l'échéance, l'actif sera transféré à OPG en échange d'un versement de 6,6 M\$ à la Société.

## Secteur Énergie éolienne et solaire

Au 31 décembre 2023, le secteur Énergie éolienne et solaire détenait des participations dans environ 2 057 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 un système de stockage d'énergie à batteries à grande échelle de 10 MW en Alberta, des centrales solaires de 143 MW dans les États du Massachusetts et de la Caroline du Nord, ainsi qu'une centrale solaire de 38 MW et un système de stockage d'énergie à batteries de 10 MW en Australie-Occidentale.

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 commun moyen annuel. Nous formulons donc différentes hypothèses de produits prévisionnels tirés de la production provenant d'un actif éolien ou solaire comparativement à un actif pouvant être réparti. Si ces hypothèses de prix et ces prévisions de production se révèlent inexactes, les produits correspondants reçus 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 de nombreux 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 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 d'achat d'électricité à long terme, l'acheteur aux termes d'un tel contrat bénéficie également des attributs environnementaux associés à la centrale.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos installations éoliennes et solaires au 31 décembre 2023 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) <sup>1)</sup>	Participation consolidée	Capacité installée brute <sup>1)</sup>	Participation	Capacité nette détenue (MW) <sup>1)</sup>	Date du début de l'exploitation commerciale <sup>2)</sup>	Source de produits <sup>3)</sup>	Date d'expiration du contrat <sup>4)</sup>
<b>Parcs éoliens de l'Alberta</b>									
Ardenville <sup>5)</sup>	AB	69	100 %	69	100 %	69	2010	Commerciale	-
Blue Trail et Macleod Flats <sup>5)</sup>	AB	69	100 %	69	100 %	69	2009 et 2004	Commerciale	-
Castle River <sup>5)6)</sup>	AB	44	100 %	44	100 %	44	1997-2001	Commerciale	-
Cowley North <sup>5)</sup>	AB	20	100 %	20	100 %	20	2001	Commerciale	-
Garden Plain	AB	130	100 %	130	100 %	130	2023	CLT	2035-2041
McBride Lake <sup>5)</sup>	AB	75	50 %	38	100 %	38	2004	CLT	2024
Oldman <sup>5)</sup>	AB	4	100 %	4	100 %	4	2007	Commerciale	-
Sinnott <sup>5)</sup>	AB	7	100 %	7	100 %	7	2001	Commerciale	-
Soderglen <sup>5)</sup>	AB	71	50 %	36	100 %	36	2006	Commerciale	-
Summerview 1 <sup>5)</sup>	AB	68	100 %	68	100 %	68	2004	Commerciale	-
Summerview 2 <sup>5)</sup>	AB	66	100 %	66	100 %	66	2010	Commerciale	-
Windrise	AB	206	100 %	206	100 %	206	2021	CLT	2041
<b>Stockage d'énergie à batteries en Alberta</b>									
WindCharger	AB	10	100 %	10	100 %	10	2020	Commerciale	-
<b>Centrales éoliennes dans l'est du Canada</b>									
Kent Breeze	ON	20	100 %	20	100 %	20	2011	CLT	2031
Kent Hills 1	NB	96	100 %	96	83 %	80	2008	CLT	2045
Kent Hills 2	NB	54	100 %	54	83 %	45	2010	CLT	2045
Kent Hills 3	NB	17	100 %	17	83 %	14	2018	CLT	2045
Le Nordais <sup>5)7)</sup>	QC	98	100 %	98	100 %	98	1999	CLT	2033
Melancthon 1	ON	68	100 %	68	100 %	68	2006	CLT	2031
Melancthon 2	ON	132	100 %	132	100 %	132	2008	CLT	2028
New Richmond <sup>5)</sup>	QC	68	100 %	68	100 %	68	2013	CLT	2033
Wolfe Island	ON	198	100 %	198	100 %	198	2009	CLT	2029
<b>Centrales éoliennes aux États-Unis</b>									
Antrim	NH	29	100 %	29	100 %	29	2019	CLT	2039
Big Level	PA	90	100 %	90	100 %	90	2019	CLT	2034
Lakeswind	MN	50	100 %	50	100 %	50	2014	CLT	2034
Skookumchuck	WA	137	49 %	67	100 %	67	2020	CLT	2040
Parc éolien du Wyoming	WY	140	100 %	140	100 %	140	2003	CLT	2028
<b>Centrales solaires aux États-Unis</b>									
Mass Solar <sup>7)</sup>	MA	21	100 %	21	100 %	21	2012-2015	CLT	2032-2045
North Carolina Solar <sup>7)</sup>	NC	122	100 %	122	100 %	122	2019-2021	CLT	2033
<b>Parc éolien en Australie</b>									
Nord de la région de Goldfields <sup>7)</sup>	WA	38	100 %	38	100 %	38	2023	CLT	2038
<b>Stockage d'énergie à batteries en Australie</b>									
Batteries dans le nord de la région de Goldfields	WA	10	100	10	100 %	10	2023	CLT	2038
<b>Capacité totale du secteur Énergie éolienne et solaire<sup>5)</sup></b>		<b>2 227</b>		<b>2 085</b>		<b>2 057</b>			

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) 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) Ces installations sont certifiées ÉcoLogo<sup>MC</sup>. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.
- 6) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 7) Comprend plusieurs centrales.
- 8) Exclut les projets éoliens de White Rock East et White Rock West, dont l'exploitation commerciale devrait commencer au premier trimestre de 2024.

## Parcs éoliens de l'Alberta

### Ardenville

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. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2010. En 2018, la centrale éolienne d'Ardenville s'est vu accorder une prolongation jusqu'au 31 octobre 2023 afin de générer des crédits compensatoires aux termes du TIER, après quoi elle est devenue une centrale qui satisfait aux critères d'admissibilité d'une centrale à option d'adhésion en vertu de l'article 4 du TIER, et qui opte volontairement pour l'application du règlement afin de pouvoir générer des crédits de rendement en matière d'émissions (une « centrale à option d'adhésion »). Une centrale à option d'adhésion n'est pas considérée comme un grand émetteur de GES et, par conséquent, nous avons choisi de participer au TIER. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Blue Trail et Macleod Flats

Blue Trail est une centrale éolienne de 66 MW qui se compose 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. Cette centrale a commencé ses activités commerciales 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.

Macleod Flats est une centrale éolienne de 3 MW qui comporte une seule éolienne Vestas V90 de 3,0 MW montée sur une tour de 67 mètres. Elle est située près de Fort Macleod. Elle a été mise en service en 2004 et TransAlta l'a acquise en 2009. Elle génère des crédits d'énergie renouvelable (« CER »). L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Castle River

Castle River est une centrale éolienne de 39,5 MW qui se compose 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. Elle est située au sud-ouest de Pincher Creek. Cette centrale comprend aussi six autres éoliennes, totalisant 4 MW, situées séparément dans le comté de Cardston et la région de Hill Spring, dans le sud-ouest de l'Alberta. La centrale a commencé ses activités commerciales par phases de novembre 1997 à juillet 2001. Cette installation génère des CRE aux termes du TIER. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Cowley North

Cowley North est une centrale éolienne de 19,5 MW qui se compose de 15 éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 50 mètres. Elle est située à proximité des villes de Cowley et de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. Elle a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. L'installation de Cowley North génère des CRE aux termes du TIER. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Garden Plain

Garden Plain est un parc éolien de 130 MW qui se compose de 26 éoliennes Siemens 145 de 5 MW montées sur des tours de 102,5 mètres. Il est situé à environ 30 kilomètres au nord de Hanna. L'exploitation commerciale a commencé en août 2023. Le parc est entièrement visé par des contrats, à savoir 100 MW aux termes d'un CAÉ conclu avec Pembina qui expire en 2041 et les 30 MW restants aux termes d'un CAÉ conclu avec PepsiCo qui expire en 2035.

### McBride Lake

McBride Lake est un parc éolien de 75,2 MW qui se compose de 114 éoliennes Vestas V47 de 660 kW montées sur des tours de 50 mètres. Il est situé au sud de Fort Macleod. La centrale de McBride Lake est détenue en copropriété avec ENMAX Generation Portfolio Inc. La centrale a commencé ses activités commerciales le 30 avril 2004. Sa production est vendue aux termes d'un CAÉ de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corporation venant à échéance le 30 avril 2024. La Société prévoit que la production de ce parc sera vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta après l'expiration du CAÉ.

## Oldman

Oldman est une centrale éolienne de 3,6 MW qui se compose de deux turbines Vestas V80 de 1,8 MW montées sur des tours de 67 mètres. Elle est située à l'est du barrage de la rivière Oldman, près de Pincher Creek, dans le sud de l'Alberta. La centrale est en activité depuis mars 2007. En 2021, TransAlta a acquis 100 % de l'installation auprès d'une filiale de Boralex. Cette installation vend de l'énergie sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

## Sinnott

Sinnott est une centrale éolienne de 7 MW qui se compose de cinq éoliennes Nordex N60 de 1,3 MW montées sur des tours de 65 mètres. Elle est située directement à l'est de la centrale éolienne de Cowley North et au nord de Pincher Creek. Elle a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. La centrale vend de l'énergie sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE aux termes du TIER.

## Soderglen

La centrale éolienne de Soderglen, d'une puissance de 71 MW, se compose de 47 éoliennes GE SLE de 1,5 MW montées sur des tours de 65 mètres. Elle est située au sud-ouest de Fort Macleod. La centrale est détenue en copropriété avec CNOOC Petroleum North America ULC. La centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2006. La centrale éolienne de Soderglen génère des CRE aux termes du TIER, dont TransAlta reçoit 25 %. La Société a droit à 50 % de la production, qui est vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

## Summerview 1

Summerview 1 est une centrale éolienne de 68 MW qui se compose 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. La centrale a commencé ses activités commerciales en septembre 2004. La centrale vend de l'énergie sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des CRE aux termes du TIER.

## Summerview 2

Summerview 2 est une centrale éolienne de 66 MW qui se compose 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. La centrale a commencé ses activités commerciales en février 2010. La centrale vend de l'énergie sur le marché de l'électricité de l'Alberta et a généré des crédits compensatoires de carbone aux termes du TIER jusqu'en novembre 2022, après quoi elle est devenue une centrale à option d'adhésion aux termes du TIER.

## Windrise

Windrise est une centrale éolienne de 206 MW qui se compose de 43 éoliennes Siemens 145 de 4,8 MW montées sur des tours de 90 mètres. Elle est située dans le comté de Willow Creek. La centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2021. Sa production est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ de 20 ans qui prend fin en 2041.

## Stockage d'énergie à batteries en Alberta

### WindCharger

WindCharger est la première installation de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta. L'installation consiste en une batterie lithium-ion utilisant la technologie Tesla Megapack, d'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 du projet de stockage 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 auxiliaires. L'installation est une centrale à option d'adhésion aux termes du TIER. L'installation bénéficie d'un financement du programme Emissions Reduction Alberta.

## Centrales éoliennes dans l'est du Canada

### Kent Breeze

Kent Breeze est une centrale éolienne de 20 MW qui se compose de huit éoliennes GE XL de 2,5 MW montées sur des tours de 85 mètres. Elle est située à Thamesville, en Ontario. La centrale a commencé ses activités commerciales en 2011. Sa production est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ de 20 ans qui prend fin en 2031.

## Kent Hills 1

Kent Hills 1 est une centrale éolienne de 96 MW qui se compose de 32 éoliennes Vestas V90 de 3 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. La centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 2008. La Société détient une participation de 83 % dans la centrale et Natural Forces Technologies Inc., promoteur de projets éoliens établi dans le Canada atlantique qui a été le partenaire de TransAlta pour l'aménagement de ce projet, détient une participation de 17 % dans la centrale. La production de cette installation est vendue aux termes d'un CAÉ conclu avec Énergie NB.

Le 2 juin 2022, nous avons annoncé le plan de remise en état des installations éoliennes, afin de remédier à la défaillance d'une tour survenue à la centrale de Kent Hills 2 en septembre 2021. Le plan a consisté à démanteler les 49 turbines 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 et à remplacer l'éolienne qui s'est effondrée. Nous avons également 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.

Les installations ont été partiellement remises en service au quatrième trimestre de 2023. À présent, toutes les éoliennes sont mises en service et le projet de remise en état a été achevé au premier trimestre de 2024. 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

Kent Hills 2 est une centrale éolienne de 54 MW qui se compose de 17 éoliennes Vestas V90 de 3 MW montées sur des tours de 80 mètres et d'une éolienne Vestas V126 de 3 MW montée sur une tour de 87 mètres. Elle est située près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2010. La Société détient une participation de 83 % dans la centrale et Natural Forces Technologies Inc., promoteur de projets éoliens établi dans le Canada atlantique qui a été le partenaire de TransAlta pour l'aménagement de ce projet, détient une participation de 17 % dans la centrale. Le 2 juin 2022, la Société a 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

Kent Hills 3 est une centrale éolienne de 17,25 MW qui se compose de cinq éoliennes Vestas V126 de 3,45 MW montées sur des tours de 117 mètres. Elle est située près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. La centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2018, ce qui a porté à 167 MW la capacité de production totale des trois centrales de Kent Hills. 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

Le Nordais est une centrale éolienne de 97,5 MW qui comporte 130 éoliennes NEG Micon de 750 kW montées sur des tours de 55 mètres. Elle est située en Gaspésie, au Québec. La centrale comprend deux sites, Cap-Chat avec 74 turbines et Matan avec 56 turbines. La centrale 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 CER.

## Melancthon 1

Melancthon 1 est une centrale éolienne de 67,5 MW qui est composée de 45 éoliennes GE SLE de 1,5 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne, en Ontario. La centrale a commencé ses activités commerciales en mars 2006. La production de cette centrale est vendue à la SIERE aux termes d'un CAÉ qui expire en 2026; un nouveau contrat de capacité avec la SIERE débutera le 1<sup>er</sup> mai 2026 et se terminera le 30 avril 2031. Les produits proviendront du marché de la SIERE et devraient diminuer d'environ 40 % par rapport aux niveaux de prix du CAÉ actuel, au regard des prix de l'énergie attendus en Ontario. La Société examine des options permettant à la production d'énergie d'être visée par contrat plutôt que de dépendre des prix du marché.

## Melancthon 2

Melancthon 2 est une centrale éolienne de 132 MW qui est composée de 88 éoliennes GE SLE 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. La centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2008. Sa production est vendue à la

SIERE aux termes d'un CAÉ venant à échéance en 2028. La Société prévoit que d'autres occasions de contrat avec la SIERE existeront après 2028.

### **New Richmond**

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

### **Wolfe Island**

Wolfe Island est une centrale éolienne de 197,8 MW qui est composée de 86 éoliennes Siemens 93 de 2,3 MW montées sur des tours de 80 mètres. Elle est située sur l'île de Wolfe, près de Kingston, en Ontario. La 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**

Antrim est un parc éolien de 28,8 MW qui se compose de 9 éoliennes Siemens 113 de 3,2 MW, dont huit sont montées sur des tours de 92,5 mètres et une est montée sur une tour de 79,5 mètres. Le parc est situé à Antrim, dans le New Hampshire. Le parc éolien 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. 99 % des crédits d'impôt à la production sont attribués à des associés ayant droit à des avantages fiscaux et le reste est attribué à TransAlta.

### **Big Level**

Big Level est un parc éolien de 90 MW qui se compose de 25 éoliennes GE de 3,6 MW montées sur des tours de 131 et 110 mètres. Le parc est situé dans le comté de Potter, en Pennsylvanie. Le parc éolien a été mis en service en décembre 2019. La production de l'installation est vendue aux termes d'un CAÉ conclu avec Microsoft qui vient à échéance en 2034. 99 % des crédits d'impôt à la production sont attribués à des associés ayant droit à des avantages fiscaux et le reste est attribué à TransAlta.

### **Lakeswind**

Lakeswind est un parc éolien de 50 MW qui se compose de 32 éoliennes GE XLE de 1,62 MW montées sur des tours de 80 mètres. Le parc est situé près de Rollag, dans le 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. 99 % des crédits d'impôt à la production sont attribués à des associés ayant droit à des avantages fiscaux et le reste est attribué à TransAlta.

### **Mass Solar**

Mass Solar est un portefeuille d'actifs d'énergie solaire de 21 MW qui comprend plusieurs sites situés au Massachusetts. Les installations d'énergie solaire sont visées par des CAÉ à long terme venant à échéance entre 2032 et 2045, conclus avec plusieurs parties contractantes de grande qualité, et elles génèrent des CER solaires qui expirent en 2023.

### **North Carolina Solar**

North Carolina Solar est un portefeuille d'actifs d'énergie solaire de 122 MW comprenant 20 sites situés en Caroline du Nord. Les installations 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, dont la durée résiduelle moyenne est de 11 ans. Les CAÉ sont automatiquement prolongés, à moins qu'ils ne soient résiliés par l'une ou l'autre des parties.

### **Skookumchuck**

Skookumchuck est un parc éolien de 137 MW qui comporte 38 éoliennes Vestas V136 de 3,6 MW montées sur des tours de 82 mètres. Il est situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, dans l'État de Washington. Le parc a commencé ses activités commerciales en novembre 2020 et est couvert par un CAÉ à long terme conclu avec Puget Sound Energy Inc., venant à échéance en 2040. 99 % des crédits d'impôt à la production sont attribués à des associés ayant droit à des avantages fiscaux et le reste est attribué à la Société et à notre partenaire Southern Power Company.

## Wyoming

Wyoming est une centrale éolienne de 140 MW qui se compose de 78 éoliennes Vestas V80 (Mark 3) de 1,8 MW montées sur des tours de 67 mètres. Elle est située près d'Evanston, dans le Wyoming. La centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 2003. Elle est visée par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une contrepartie de première qualité. La Société envisage de renouveler le contrat visant la centrale après l'expiration du CAÉ.

## Installations d'énergie solaire et de stockage d'énergie à batteries en Australie

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

Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale 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 sont tous intégrés au réseau électrique éloigné existant de Southern Cross Energy dans le nord de l'Australie-Occidentale. L'exploitation commerciale des installations combinées d'énergie solaire et de stockage d'énergie a commencé en novembre 2023 et est visée par un contrat de 16 ans conclu avec BHP. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » 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 centrales éoliennes en cours de construction au 31 décembre 2023 :

Nom de la centrale	Type	Province/État	Capacité nominale (MW) <sup>1)</sup>	Date cible du début de l'exploitation commerciale	Source de produits
<b>Installations aux États-Unis</b>					
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	T1 2024	CLT
White Rock	Énergie éolienne	OK	300	T1 2024	CLT
<b>Total des installations en cours de construction</b>			<b>500</b>		

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

## Installations aux États-Unis

### Horizon Hill

Horizon Hill est une installation éolienne de 201,6 MW située dans le comté de Logan, en Oklahoma, qui se compose de 34 turbines Vestas V162 et V136, dont 33 sont montées sur des tours de 119 mètres et une est montée sur une tour de 105 mètres, respectivement. La totalité (100 %) de la production du projet sera vendue à Meta, anciennement connue sous le nom de Facebook, dans le cadre d'un CAÉ à long terme. Aux termes du CAÉ, Meta recevra à la fois de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux. Le projet Horizon Hill est actuellement en construction. Son exploitation commerciale devrait commencer au premier trimestre de 2024. 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

White Rock East et White Rock West sont des installations de 201,6 MW et de 99,6 MW qui comportent, respectivement, 34 et 17 éoliennes Vestas (de 6,0 MW et 3,6 MW), dont 49 sont montées sur des tours de 199 mètres et deux sont montées sur des tours de 105 mètres. Elles sont situées dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu avec Amazon 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 éoliens de White Rock devraient atteindre le stade de la pleine exploitation commerciale au premier semestre de 2024. Voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

## Secteur Gaz naturel

Le secteur Gaz naturel détient une participation nette d'une capacité 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 2023 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW) <sup>1)</sup>	Participation consolidée	Capacité installée brute <sup>1)</sup>	Participation	Capacité nette détenue (MW) <sup>1)</sup>	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits <sup>2)</sup>	Date d'expiration du contrat <sup>3)</sup>
<b>Alberta</b>									
Fort Saskatchewan <sup>4)</sup>	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 <sup>5)</sup>	AB	230	100 %	230	100 %	230	2001	CLT	2030
Unité n° 1 de Sheerness <sup>4)</sup>	AB	400	50 %	200	50 %	100	1986	Commerciale	-
Unité n° 2 de Sheerness <sup>4)</sup>	AB	400	50 %	200	50 %	100	1990	Commerciale	-
Unité n° 6 de Sundance	AB	401	100 %	401	100 %	401	1980	Commerciale	-
<b>Capacité gazière totale de l'Alberta</b>		<b>2 407</b>		<b>1 960</b>		<b>1 724</b>			
<b>Ontario et États-Unis</b>									
Ada	MI	29	100 %	29	100 %	29	1991	CLT	2026
Ottawa <sup>4)</sup>	ON	74	100 %	74	50 %	37	1992	CLT/ Commerciale	2033
Sarnia	ON	499	100 %	499	100 %	499	2003	CLT	2031
Windsor <sup>4)</sup>	ON	72	100 %	72	50 %	36	1996	CLT/ Commerciale	2031
<b>Capacité gazière totale de l'Ontario et des États-Unis</b>		<b>674</b>		<b>674</b>		<b>601</b>			
<b>Australie</b>									
Gazoduc de Fortescue River	WA	S. O.	100 %	S. O.	43 %	S. O.	2015	CLT	2035
Parkeston	WA	110)	50 %	55	100 %	55	1996	CLT/ Commerciale	2026
South Hedland	WA	150	100 %	150	100 %	150	2017	CLT	2042
Southern Cross <sup>6)</sup>	WA	245	100 %	245	100 %	245	1996	CLT	2038
<b>Capacité gazière totale de l'Australie</b>		<b>505</b>		<b>450</b>		<b>450</b>			
<b>Capacité gazière totale</b>		<b>3 586</b>		<b>3 084</b>		<b>2 775</b>			

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> Lorsqu'aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, l'installation est exploitée comme une centrale commerciale.

<sup>4)</sup> Nous détenons nos participations dans ces centrales par l'entremise de notre participation dans TransAlta Cogeneration LP (« TA Cogen »).

<sup>5)</sup> La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor Énergie Inc.

<sup>6)</sup> Comprend quatre centrales. Exclut les centrales dans le nord de la région de Goldfields, qui font partie du secteur Énergie éolienne et solaire.

## 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 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<sup>er</sup> 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. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Keephills 2

L'unité n° 2 de Keephills est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton 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, après quoi 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. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Keephills 3

L'unité n° 3 de Keephills est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton 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, après quoi 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. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### Poplar Creek

La centrale de cogénération de Poplar Creek est située à Fort McMurray. 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. Le 31 août 2015, la Société a restructuré son entente contractuelle visant les services de production d'électricité de la centrale. 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 et appartiennent en copropriété à TA Cogen et à Heartland Generation Ltd. 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 passée 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. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 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, après quoi son exploitation commerciale a été annoncée le 31 janvier 2021. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2037. L'électricité produite par la centrale est maintenant vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### 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. La Société vise le renouvellement des contrats pour cette installation.

### 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 située à Ottawa, en Ontario. 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., à INEOS Styrolution Canada Ltd., installation de production de styrène auparavant détenue par NOVA, à Produits Suncor Énergie, S.E.N.C., à Bitfury Holding BV, société de technologie de blocs à service complet, et à trois nouveaux clients industriels. Les contrats avec les nouveaux clients concernent des charges qui avaient auparavant été fournies et revenues par ARLANXEO, et TransAlta gère le contact avec les sous-clients. La centrale fournit également de l'électricité à la SIERE aux termes d'un contrat qui expire le 30 avril 2031; les contrats des clients industriels expirent entre le 30 avril 2031 et le 31 décembre 2032. La marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia a été réduite d'environ 30 % en raison du plafonnement des prix de la SIERE aux termes du nouveau contrat.

### 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 située à Windsor, en Ontario. À compter du 1<sup>er</sup> 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 Stellantis Canada (auparavant FCA Canada Inc. et Chrysler Canada) 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, situé dans la région de Pilbara, en Australie-Occidentale, qui transporte du gaz naturel jusqu'à la centrale de Fortescue Metal Group (« 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.

### Parkeston

La centrale de Parkeston est une centrale mixte alimentée au gaz naturel et au diesel de 110 MW, située près de Kalgoorlie, en Australie-Occidentale, qui est détenue 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.

### 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 jusqu'en 2042. 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 FMG pour une capacité de 35 MW.

### Southern Cross Energy

Southern Cross Energy Partnership (« SCE ») possède des centrales à Mount Keith, à Leinster, à Kalgoorlie et à Kambalda. Chacun des quatre sites est équipé d'une turbine à gaz LM6000. Une turbine TM2500 est également installée à Mount Keith. Des centrales diesel de secours sont situées à Mount Keith et à Leinster. Au total, ces centrales disposent d'une capacité mixte alimentée au gaz et au diesel d'environ 240 MW. En 2023, SCE a ajouté à son parc une capacité d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie à batteries, grâce à des centrales solaires à Leinster (11 MW) et à Mount Keith (27 MW), et à un système de stockage d'énergie à batteries à Leinster (10 MW / 5 MWh).

Le CAÉ avec BHP visant ces centrales a été modifié en 2020, ce qui comprend une prolongation de la durée du CAÉ jusqu'au 31 décembre 2038 et une restructuration du CAÉ entraînant la suppression du versement habituel lié à la capacité dès 2024. À compter de 2024, les principaux versements à SCE aux termes du CAÉ comportent : a) un versement annuel visant à assurer l'exploitation et l'entretien général de la centrale, b) une marge convenue sur tous les travaux de prolongation de la durée de vie et d'entretien majeurs effectués sur les actifs et c) des frais de capacité sur tous les actifs nouvellement construits, tels que les nouveaux parcs solaires. En 2024, cette modification de la structure du paiement devrait entraîner une diminution des produits tirés des frais de capacité d'environ 51 M\$ AU, partiellement contrebalancée par une augmentation de la capacité des actifs nouvellement construits, tels que le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields mis en service en novembre 2023 et le projet d'extension du réseau de 132kV de Mount Keith. De plus, le CAÉ confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'électricité et des infrastructures de transport et de distribution, en provenance de ses installations, aux activités minières de BHP situées dans une zone précise de la région de Goldfields en Australie-Occidentale pendant la durée du CAÉ.

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 ont déjà été achevés dans le cadre de ce contrat, notamment 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 qui ont atteint le stade de l'exploitation commerciale en novembre 2023. D'autres projets sont en cours d'aménagement et de construction. 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.

## Installation en cours de construction

Le projet suivant a été approuvé par le conseil d'administration, a fait l'objet de la signature d'un CAÉ et est actuellement en cours de construction ou de mise en service.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire notre extension du réseau de transport en cours de construction au 31 décembre 2023 :

Nom de la centrale	Type	Province/État	Capacité nominale (MW)	Date cible du début de l'exploitation commerciale	Source de produits
Extension du réseau de 132kV de Mount Keith	Contrats de transport	WA	S. O.	T1 2024	CLT

## Expansion du réseau de 132kV de Mount Keith

Le projet du réseau de transport de 132kV de Mount Keith est actuellement en construction. Il est situé près de Mount Keith, en Australie-Occidentale. Southern Cross Energy est en train d'étendre le réseau de transport de 132 kV de Mount Keith pour soutenir les activités d'exploitation de BHP dans le nord de la région de Goldfields. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ d'une durée de 15 ans conclu avec BHP. 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. Il devrait être achevé au premier trimestre de 2024. Voir la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

## 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-après présente de façon sommaire nos installations en transition énergétique au 31 décembre 2023 :

Nom de la centrale	Province/État	Capacité nominale (MW) <sup>1)</sup>	Participation consolidée	Capacité installée brute <sup>1)</sup>	Participation	Capacité nette détenue (MW) <sup>1)</sup>	Date du début de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat
<b>ÉTATS-UNIS</b>									
Centralia	WA	670	100 %	670	100 %	670	1971	CLT/ Commerciale	2025
Skookumchuck <sup>2)</sup>	WA	1	100 %	1	100 %	1	1970	CLT	2025
<b>Capacité de transition énergétique totale</b>		<b>671</b>		<b>671</b>		<b>671</b>			

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à la centrale 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, au 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 2023, nous avons entièrement financé l'engagement de 55 M\$ US.

## Skookumchuck Hydro

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 visant la centrale hydroélectrique de Skookumchuck. Le contrat prendra fin en 2025, lorsque la centrale devrait être mise hors service.

## 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. Un incident de blessure a été signalé à la mine en 2023. 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)	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)	Nombre total de violations évidentes en vertu de l'al. 110(b)(2)	Nombre total d'ordonnances en cas de danger imminent en vertu de l'al. 107(a)	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA	Nombre total de décès liés à l'exploitation minière	Avis reçu de violations de schéma en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période
4500416	10 <sup>1)</sup>	0	0	0	0	1 430 <sup>2)</sup>	0	Non	Non	0

<sup>1)</sup> Assignations en vertu de l'alinéa 104 : TransAlta Centralia Mining (9 violations) et Dickson Company (sous-traitant) (1 violation).

<sup>2)</sup> Citations contestées : Coalview Centralia LLC (1 287 \$) et Dickson Company (143 \$).

### Mine de Highvale

Nous sommes propriétaires de la mine Highvale, qui fournissait du charbon aux centrales de Sundance et de Keephills, lesquelles étaient auparavant alimentées au charbon. Dans le cadre de 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 la mine est actuellement en phase de remise en état en date du 1<sup>er</sup> 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;
- le commerce actif de l'électricité, du gaz naturel et de produits environnementaux sur divers marchés nord-américains, à l'exclusion de l'Alberta;
- 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;
- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de nos actifs de production hors de l'Alberta, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits de base énergétiques.

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire la totalité de ses produits du commerce de l'électricité et d'autres produits de base énergétiques (c.-à-d. des combustibles et des produits environnementaux), des services tarifés de gestion d'actifs qu'il fournit à des tiers, et des marges qu'il gagne sur ses opérations portant sur le gaz et l'électricité avec des tiers. Les activités de montage d'opérations et de négociation sont concentrées principalement sur les activités de négociation pour compte propre, et plus particulièrement 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 bonne volonté 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 par nos politiques de gouvernance.

## Secteur Siège social

Notre secteur Siège social comprend les fonctions financières, de développement durable, 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.

### 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 CPH Cogen 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 : la centrale d'Ottawa de 74 MW et la centrale de Windsor de 72 MW. Voir la rubrique « *Secteur Gaz naturel* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

### Kent Hills Wind LP

Nous détenons une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP, qui détient et exploite les centrales éoliennes de Kent Hills (1, 2 et 3) de 167 MW situées au Nouveau-Brunswick. Au 31 décembre 2023, la Société détenait une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP, la participation restante de 17 % étant détenue par Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne situé dans le Canada atlantique qui a aidé TransAlta à développer les projets éoliens de Kent Hills.

### TransAlta Renewables

Avant le 5 octobre 2023, nous détenions une participation de 60,1 % dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille de centrales de production de gaz et d'énergies renouvelables au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales de production de gaz et d'énergies renouvelables de la Société. Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et les membres de son groupe. TransAlta Renewables est désormais une filiale en propriété exclusive de la Société. Voir la rubrique « *Historique des trois derniers exercices* » 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 de GES 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 53 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. En date du 31 décembre 2023, notre portefeuille d'actifs commerciaux en Alberta est une combinaison de centrales hydroélectriques, de parcs éoliens, d'une centrale de stockage d'énergie à batteries et de centrales thermiques alimentées conjointement au gaz naturel. Cet équilibre des types de combustibles nous permet de diversifier notre portefeuille de production. Il nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Afin de réduire le risque lié aux prix variables au comptant de l'électricité sur notre production commerciale, nous concluons des couvertures financières ou des contrats d'approvisionnement physique de détail par l'intermédiaire de notre secteur Commerce et industrie. Les liquidités cumulées dégagées par ces canaux nous permettent de garantir activement les produits, de réagir à l'évolution des conditions du marché et d'ajuster la proportion de nos couvertures à la production prévue de notre portefeuille d'actifs.

La demande annuelle d'électricité en Alberta est demeurée stable de 2022 à 2023. Les feux de forêt de 2023 ont eu une incidence négative importante sur la demande, et la demande liée aux conditions météorologiques a été plus importante aux troisième et quatrième trimestres de 2022 qu'en 2023. Ces facteurs ont contribué à la baisse du prix commun moyen en Alberta, qui est passé de 162 \$/MWh en 2022 à 134 \$/MWh en 2023. Bien qu'au premier semestre de 2023, les prix communs aient été supérieurs à ceux de 2022 en raison de l'augmentation des prix sur les marchés voisins et de la diminution de la disponibilité en capacité importée, ils ont été inférieurs au second semestre de 2023 en raison d'une demande liée aux conditions météorologiques plus faible qu'en 2022.

Nous nous attendons à engager des coûts de conformité additionnels à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* adoptée par le gouvernement fédéral du Canada, qui détermine un prix pour les émissions de GES à l'échelle nationale, chaque province devant instaurer une politique en matière de GES selon laquelle le coût au titre du carbone s'établirait à 170 \$ la tonne d'ici 2030. Nous 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 l'unité au charbon restante de Centralia et notre participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck. L'unité au charbon de Centralia sera progressivement mise hors service au cours des deux prochaines années, la capacité de la centrale devant être légalement mise hors service le 31 décembre 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

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. Dans le secteur minier en région éloignée, on explore diverses options en vue d'ajouter la production d'énergie renouvelable aux installations existantes et nouvelles dans le but de réduire les quantités de gaz et de diesel qui y sont consommées. Dans nos installations détenues par l'entremise de SCE, dans la région de

Goldfields, nous travaillons à divers projets avec notre BHP, conformément à notre contrat 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 du Canada et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des marchés où nous menons déjà des activités. Nous avons des équipes d'expansion des affaires expérimentées et très qualifiées capables de repérer ces occasions et d'en tirer parti. Là où nous disposons de centrales à cogénération, nous travaillons avec nos clients à l'évaluation de solutions d'autoproduction d'électricité.

Certaines de nos centrales alimentées au gaz plus anciennes arrivent maintenant à la fin de leur durée de vie contractuelle initiale. Ces centrales ont généralement un avantage substantiel sur le plan du coût sur les nouvelles constructions, et nous avons réussi à apporter une valeur ajoutée en concluant avec elles de nouveaux contrats sans engager les dépenses d'investissement nécessaires pour une nouvelle installation.

## 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 canadien

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 – Information financière relative aux changements climatiques* » 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. Le 3 août 2023, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la suspension de l'approbation de nouvelles centrales électriques dans le cadre de nouveaux projets de production d'électricité renouvelable dépassant un mégawatt. Cette suspension devrait être levée le 29 février 2024. L'AESO progresse également dans son initiative « Cheminements liés au marché » qui vise à déterminer les options futures de conception du marché et à formuler des recommandations au gouvernement d'ici le deuxième trimestre de 2024. La phase de mise en œuvre de l'initiative de l'AESO devrait débuter au deuxième trimestre de 2025.

## 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 procède actuellement au test et à l'élaboration des règles et du manuel du marché afin de mettre en œuvre le programme de renouvellement du marché. Le programme comprend l'introduction d'un marché quotidien, des prix établis en fonction de l'emplacement, l'augmentation de l'engagement à l'unité et une atténuation du pouvoir de marché. La mise en œuvre du programme de renouvellement du marché est prévue au deuxième trimestre de 2025. L'incidence sur les installations existantes est atténuée par les contrats existants. La SIERE coordonne ses modifications du marché de l'énergie au moyen de nouveaux achats d'adéquation des ressources, y compris les appels d'offres à moyen et long terme, le renouvellement des contrats visant les installations existantes (renouvellement des contrats visant les petites centrales hydroélectriques) et l'amélioration des activités d'exploitation et de la fiabilité du marché. 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 minimale à court terme sur la Société.

## 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* (le « 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 à ces installations. 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 : 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 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.

En octobre 2023, d'importantes réformes du WEM ont été mises en œuvre, notamment des mesures de sécurité limitant la répartition sur le marché de l'énergie et l'introduction de services auxiliaires supplémentaires afin de soutenir la transition vers les sources d'énergie renouvelable.

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 la garantie de l'adéquation de la production.

## Gestion des risques environnementaux

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.

### Information financière relative aux changements climatiques

Nous avons effectué un examen des risques et des occasions liés aux changements climatiques, afin de nous conformer à la norme IFRS S2 « Informations à fournir sur les changements climatiques » et aux recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques, passant en revue notre stratégie, notre gouvernance, notre approche de gestion des risques et nos mesures et objectifs en matière de changements climatiques. En 2023, nous avons revu et mis à jour notre plan de transition climatique et préparé des mesures financières liées aux changements climatiques. Voir la rubrique « *Environnement, responsabilité sociale et gouvernance* » du rapport intégré de 2023 pour plus amples renseignements.

### Gouvernement fédéral du Canada

#### Tarification 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. En vertu de la LTPGES, le gouvernement fédéral du Canada a instauré un prix national sur les 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 d'éq. CO<sub>2</sub> 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. Le REP devrait être promulgué en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Le projet de REP a été publié en août 2023 dans la Gazette du Canada, Partie I. Nous continuons de collaborer avec ECCC, aussi bien directement que par l'entremise de notre association commerciale, afin de trouver un juste équilibre entre la fiabilité du réseau, l'abordabilité et la réduction des émissions dans le cadre du règlement. Le règlement définitif devrait être publié au cours de l'année 2024 dans la Gazette du Canada, Partie II.

En plus de la tarification du carbone et du REP, le gouvernement fédéral du Canada continue d'élaborer des incitatifs fédéraux pour la production d'énergie renouvelable et pour les technologies et infrastructures nouvelles et émergentes. Nous continuons de collaborer activement avec le gouvernement fédéral du Canada afin de comprendre l'incidence de ces initiatives sur nos activités, en vue de gérer les risques et de repérer les occasions.

#### Cadre réglementaire visant à plafonner les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur pétrolier et gazier

En décembre 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté un projet de cadre visant à plafonner les émissions dans le secteur pétrolier et gazier. La consultation sur le projet de cadre est en cours. Le projet de règlement devrait être déposé d'ici le milieu de l'année 2024. L'articulation entre le système de plafonnement et d'échange proposé et des règlements tels que le TIER reste floue. Étant donné les implications pour TransAlta de l'utilisation des crédits compensatoires provinciaux comme mécanisme de conformité, nous continuerons à suivre les évolutions et à participer, le cas échéant, à l'élaboration du cadre.

## Alberta

### Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

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 CRE 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 du Canada, 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'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO<sub>2</sub>) en 2023, et augmentant de 15 \$ par tonne d'éq. CO<sub>2</sub> par année pour atteindre 170 \$ par tonne d'éq. CO<sub>2</sub> d'ici 2030.
- À compter de 2023, un taux de resserrement annuel de 2 % s'appliquera à l'indice de référence à rendement élevé pour l'électricité, qui passera de 0,3626 tonne d'éq. CO<sub>2</sub> par MWh en 2023 à 0,3108 tonne d'éq. CO<sub>2</sub> 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 CRE émis en 2023 ou ultérieurement ne peuvent être utilisés qu'au cours de la période de 5 ans suivant leur émission, tandis que les crédits compensatoires ne peuvent être utilisés qu'au cours d'une période de 6 ans, année de réduction comprise.

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<sup>er</sup> 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 directement aux émetteurs visés.

En décembre 2022, l'Ontario a annoncé des changements au NRE qui ont été approuvés par le gouvernement fédéral du Canada. 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. CO<sub>2</sub> par MWh en 2022 à 0,31 tonne d'éq. CO<sub>2</sub> 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 liée au gaz naturel et a développé un marché volontaire des crédits d'énergie propre pour les actifs directement reliés au réseau de la SIERE ou à un réseau de distribution. 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. Bien que les États-Unis n'aient pas de régime national de tarification du carbone, 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 carbonutre 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, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2023. Cette loi concerne les entités émettant plus de 25 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> 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. Le bureau de l'écologie de l'État de Washington a tenu des enchères trimestrielles de conformité pendant toute l'année 2023. Les enchères offraient des droits d'émission pour l'année 2023. TransAlta continue de suivre le programme de plafonnement et d'investissement au fil de son développement et de sa deuxième année de mise en œuvre. Au besoin, nous communiquerons avec les ministères concernés si des changements de mise en œuvre devaient avoir une incidence sur nos activités ou nos échanges d'énergie dans l'État de Washington.

## 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. Le gouvernement a également confirmé son intention de faire passer la production d'électricité renouvelable à 82 % de l'approvisionnement en électricité d'ici 2030. Les grands émetteurs de GES sont tenus de réduire leurs émissions de portée 1 en vertu du mécanisme de sauvegarde du gouvernement australien. Le gouvernement a récemment apporté 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 efforts de décarbonisation se sont concentrés sur le financement des technologies propres, la mise à niveau du réseau électrique afin de soutenir la hausse des énergies renouvelables, la réglementation et l'information en matière de GES, ainsi que les incitatifs d'adoption de véhicules zéro émission.

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 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 :

## Systèmes de gestion environnementale

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.

- En novembre 2023, le projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie à batteries dans le nord de la région de Goldfields de 48 MW, en Australie-Occidentale, a atteint le stade de l'exploitation commerciale. Le projet comporte la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale 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.
- En août 2023, le parc éolien de Garden Plain, en Alberta, a été mis en service, ce qui a ajouté 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation (100 MW) et PepsiCo Canada (30 MW).
- En avril 2022, nous avons conclu un CAÉ à long terme avec Meta visant l'enlèvement de 100 % de la production du projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW situé en Oklahoma.
- En décembre 2021, nous avons conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon 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.
- En novembre 2021, nous avons achevé la construction de la centrale éolienne de Windrise de 206 MW et commencé l'exploitation commerciale.
- En novembre 2021, nous avons acquis le portefeuille de North Carolina Solar de 122 MW.

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.

- Aux États-Unis, l'unité au charbon restante de Centralia devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.
- Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022, nous avons mis fin à l'alimentation au charbon au Canada.
- Le 31 décembre 2021, l'unité n° 1 de Keephills a été mise hors service et, le 1<sup>er</sup> avril 2022, l'unité n° 4 de Sundance a été mise hors service.
- Nous avons 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.
- À la fin de 2021, nous avons terminé avec succès la transition au gaz naturel de nos unités alimentées au charbon en Alberta.
- 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.
- Au début de 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.

Ensemble, 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. Par exemple, nous avons réduit les émissions de GES de portée 1 et 2 de 21,3 millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> (soit 66 %) depuis 2015. Voir la rubrique « *Environnement, responsabilité sociale et gouvernance* » du rapport intégré de 2023 pour de plus amples renseignements.

## 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 d'autres occasions d'obtenir des crédits compensatoires nous permettant également de respecter nos obligations de conformité en matière d'émissions à un coût concurrentiel. Nous investissons dans des crédits compensatoires dont nous pensons qu'ils respecteront les critères de certification sur le marché où ils seront utilisés.

## Réglementation de l'environnement

Les changements qui ont été apportés récemment ou qui seront apportés ultérieurement à la législation ou à la réglementation de l'environnement pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Voir la rubrique « *Facteurs de risque* » de la présente notice annuelle 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 2023. 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 les facteurs de risque décrits ci-dessous ainsi que les autres renseignements qui sont contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Pour un exposé plus poussé des facteurs de risque touchant TransAlta, voir la rubrique « *Gouvernance et gestion du risque* » de notre rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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 opérationnels 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 défaillance 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 défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, et d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production. Une interruption prolongée pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

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

vente. 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 composantes 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 des centrales à cycle combiné de 900 MW et de 806 MW dont les dates d'exploitation commerciale sont prévues pour le premier semestre de 2024 et le quatrième trimestre de 2024, respectivement, 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.

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

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 des approbations réglementaires et d'autres risques commerciaux usuels qui pourraient provoquer la non finalisation de l'opération aux conditions prévues ou dans les délais prévus, voire l'échec de l'opération. Dans le cas où nous ne serions pas en mesure de finaliser une opération, nous pourrions être soumis à des frais de résiliation dus au vendeur. 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.

### **La Société pourrait ne pas finaliser l'acquisition de Heartland et, dans l'éventualité d'une finalisation, rien ne garantit que la Société obtiendra les avantages prévus découlant de cette opération.**

Il existe des risques particuliers liés à la finalisation et à la date prévue de l'acquisition de Heartland. Parmi ces risques, l'opération demeure soumise à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation, et rien ne garantit que la Société obtiendra cette approbation des organismes de réglementation selon des modalités qu'elle juge acceptables ou dans les délais actuellement prévus, ni même qu'elle l'obtiendra. L'opération pourrait également ne pas procurer les avantages prévus qui devraient en découler, notamment concernant l'accroissement des flux de trésorerie disponibles, la durée de vie restante des actifs de Heartland et la capacité de ces actifs de générer un BAIIA suffisant pour répondre aux attentes de la Société. De plus, comme pour tous les projets d'aménagement, il existe des risques liés à l'aménagement du projet

de plateforme du carbone de Battle River de 400 MW que détient Heartland, notamment des risques liés à la poursuite de l'aménagement du projet, à la capacité d'obtenir l'approbation des organismes de réglementation et aux perspectives économiques nécessaires à la prise de décision d'investissement finale.

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

## **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 refroidissement 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 et de vent peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de nos centrales d'énergie solaire et éolienne. Habituellement, lorsque les hivers sont plus chauds ou que les étés sont plus frais, la demande d'énergie est inférieure aux prévisions, ce qui entraîne une consommation d'électricité inférieure aux prévisions et souvent des prix du marché de l'électricité inférieurs aux prévisions. À l'inverse, lorsque les hivers sont plus frais ou que les étés sont plus chauds, les prix du marché du gaz naturel ou de l'électricité tendent à être plus élevés; toutefois, dans ces circonstances, si nous avons conclu des opérations de couverture et que nous ne sommes pas en mesure de produire ou de consommer le volume de gaz naturel ou d'électricité que nous avons couvert, nous pourrions être tenus d'acheter des volumes supplémentaires à des prix plus élevés afin de couvrir notre position de couverture.

Nos centrales de production et leur exploitation sont exposées à des dommages éventuels et à des pertes partielles ou totales découlant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les feux de forêt, les tremblements de terre, les tornades et les cyclones), de pannes d'équipement et d'autres événements indépendants de notre volonté, qui pourraient rendre difficile le maintien de la production d'électricité par la Société au cours de ces périodes; en outre, ces circonstances pourraient constituer des menaces pour l'équipement et le personnel de la Société.

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. Des changements soudains de température peuvent augmenter le risque lié aux cristaux de glace, générant un certain nombre de contraintes pour nos activités hydroélectriques.

Les changements climatiques devraient modifier le volume et le calendrier des précipitations, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité des centrales hydroélectriques à maximiser la production à partir de l'eau disponible. Ces changements de débit pourraient entraîner des coûts d'exploitation supplémentaires en vue de gérer l'eau dans les centrales hydroélectriques.

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, et pourrait nuire à nos produits et à notre rentabilité.

## **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.

## **Rien ne garantit que nous atteindrons nos cibles en matière de développement durable 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 de développement durable afin, entre autres, de gérer les enjeux importants actuels et émergents en matière de développement durable, ce qui comprend des cibles liées à la décarbonisation. Le conseil d'administration est investi du pouvoir discrétionnaire d'établir les cibles en matière de développement durable que la Société adopte et peut modifier ou annuler, en tout temps, toute cible en matière de développement durable établie antérieurement. La décision du conseil d'administration d'établir, de modifier ou d'annuler une cible en matière de développement durable 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 de développement durable dans les délais prévus, ni même qu'elle y parviendra. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos cibles en matière de développement durable 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 et règlements 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 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 à la réglementation environnementale, nous pourrions engager notre responsabilité civile si des parties privées décidaient de demander que des amendes, des peines civiles ou des responsabilités nous soient imposées relativement à des dommages matériels, à des blessures et à d'autres coûts et pertes. Nous ne pouvons pas garantir que nous ne ferons pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes par ailleurs susceptibles de nuire à nos activités et à nos actifs. Si nous faisons l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à nos activités et à nos actifs, il se peut que nous soyons tenus d'engager des dépenses importantes pour défendre nos activités, ou pour présenter des preuves de leur conformité ou pour assurer la conformité de notre Société, de nos activités et de nos actifs, dépenses qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Les coûts de remise en état estimatifs applicables aux activités de la Société pourraient être inexacts, et des ressources financières plus importantes que prévu pourraient se révéler nécessaires. En qualité de propriétaire de mines auparavant en exploitation, nous détenons des permis de l'autorité de réglementation compétente autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences visaient à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère, des exigences plus rigoureuses pouvant être adoptées à l'occasion. En qualité de propriétaire de mines auparavant en exploitation, 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 remise en état 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 pourront 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 (comme la politique gouvernementale américaine qui promeut 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 nos 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 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 envers le gazoduc Pioneer et le gazoduc d'ATCO, important fournisseur de gaz naturel pour nos centrales de Sundance et de Keephills.

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

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

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

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

Nous dépendons de notre technologie de l'information pour le traitement, la transmission et le stockage de l'information et des données électroniques que nous utilisons pour exploiter nos actifs en toute sécurité. 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. Nous nous attendons à ce que le contexte des cybermenaces continue d'évoluer et à ce que les menaces liées aux rançongiciels, aux menaces internes compromises, aux attaques contre la chaîne d'approvisionnement, à l'hameçonnage ciblé avancé et à l'intelligence artificielle continuent d'augmenter. 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*, la capacité de Protection des infrastructures essentielles / 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 et nos systèmes de communication et de surveillance peuvent être vulnérables à des atteintes à la sécurité ou à des interruptions, ce qui pourrait entraîner une augmentation des charges opérationnelles et d'autres charges.**

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 pouvons 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 conglomerats 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 commun moyen, 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.

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

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

Aux termes de notre facilité de crédit, nous sommes assujettis à certaines clauses restrictives financières qui pourraient limiter, dans certaines circonstances, le montant de la dette supplémentaire pouvant être contractée par la Société. L'incapacité à financer des projets par emprunt ou 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 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 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 aux termes d'une convention de financement non garantie, 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 2023, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

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

Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités, car l'opinion du grand public, des parties intéressées privées, des gouvernements, des fournisseurs de capitaux et d'autres entités peut changer. Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Chaque décision d'affaires est susceptible de porter préjudice à notre réputation et tous les risques peuvent avoir une incidence sur notre réputation, ce qui pourrait alors avoir un effet négatif sur nos activités et sur nos titres. On ne peut gérer le risque lié à la réputation indépendamment des autres formes de risque. Les 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 nos dividendes 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, la situation fiscale, le financement, 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 l'échéance, à la renégociation ou à 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 était le cas, l'installation ou la centrale visée pourrait être forcée de cesser définitivement ses activités.

## Nous pourrions ne pas être en mesure de couvrir entièrement ou efficacement notre exposition au risque lié à l'offre et au risque lié aux prix.

Nous surveillons de près les risques liés aux variations des prix de l'électricité et des intrants énergétiques qui pèsent sur nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous utilisons divers instruments physiques et financiers pour couvrir nos actifs et nos activités contre ces risques liés aux prix. L'efficacité de notre programme de gestion des risques et de couverture peut être compromise par des événements et des coûts imprévus que nous ne serions pas en mesure d'atténuer efficacement, notamment des événements imprévus ayant une incidence sur l'offre et la demande, comme des conditions météorologiques extrêmes et des interruptions imprévues. Nous pourrions également subir des répercussions défavorables en cas de formulation d'hypothèses erronées servant de fondement à l'établissement de nos couvertures. Dans le cadre des achats d'électricité ou de gaz naturel sur le marché, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité et du gaz naturel en vue de remplir nos obligations d'approvisionnement aux termes de ces contrats de couverture à court et à long terme. Si nous ne sommes pas en mesure de produire ou de consommer le volume de gaz naturel ou d'électricité que nous avons couvert, nous pourrions subir des pertes, car nous pourrions être tenus d'acheter sur le marché des volumes supplémentaires à des prix plus élevés afin de couvrir notre position de couverture. En revanche, si le prix du marché de l'électricité est supérieur au prix couvert, nous pourrions subir le coût d'opportunité lié au fait de ne pas obtenir le meilleur prix du marché.

Nous sommes également exposés à un risque de base, puisque l'électricité livrée au réseau par certaines de nos centrales est réglée au « prix du nœud » (*node price*) alors que le CAÉ financier visant une telle centrale est réglé au « prix du carrefour » (*hub price*). Ces différences entre le prix du « nœud » et le prix du « carrefour » peuvent être importantes de temps à autre.

## 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 subissons 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 subissons 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 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 le 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 fiscal, réglementaire et politique.**

Nos investissements et nos activités dans des pays étrangers, le bénéfice que nous tirons de ces activités, l'acquisition de matériel, de services et de marchandises libellées en devises auprès de fournisseurs étrangers, ainsi que notre dette libellée en dollars américains et australiens, nous exposent à diverses devises. 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 exposées au risque fiscal, réglementaire et politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou un changement du climat politique dans les pays où nous exerçons nos activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur nous.

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

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

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

## **La provision pour impôts sur le revenu pourrait être insuffisante.**

Nos activités sont complexes et situées dans plusieurs pays, 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 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.

## **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 2023, nous avons renégocié avec succès trois conventions collectives. Nous prévoyons renégocier cinq conventions collectives en 2024. 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 CAÉ 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 qui prévalent sur les prix du marché; 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.

## Les nouvelles technologies et l'intelligence artificielle peuvent générer des risques émergents qui pourraient avoir un effet négatif important sur la Société.

Nous introduisons l'intelligence artificielle et la robotique dans certaines de nos installations. Il n'est pas certain que l'utilisation de l'intelligence artificielle et de la robotique dans nos installations génère de meilleurs résultats, une hausse des rendements ou une productivité accrue, et rien ne garantit que nous tirerons profit des investissements dans ces technologies. De plus, l'utilisation de l'intelligence artificielle est exposée au risque de dissuasion des clients actuels et potentiels du fait de l'inquiétude liée à cette technologie en matière de vie privée.

## La transition énergétique mondiale peut avoir un effet négatif sur la Société.

La décarbonisation du système énergétique mondial afin d'atteindre la neutralité carbone et de minimiser l'augmentation de la température à l'échelle mondiale génère des risques pour les activités de TransAlta, notamment la modification des réglementations et politiques, les risques de marché liés à la volatilité et à l'incertitude de l'offre et de la demande d'énergie, ainsi que les risques opérationnels liés aux nouvelles technologies.

## Personnel

La Société doit recruter et maintenir en poste du personnel compétent pour ses exploitations. De nombreux membres de son personnel possèdent une formation et des compétences spécialisées très prisées sur le marché. Au 31 décembre 2023, nous comptons 1 257 salariés actifs à temps plein, à temps partiel ou temporaires. Environ 30 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement parties à 11 conventions collectives. Au 31 décembre 2023, les femmes représentaient 27 % de l'ensemble des employés et 26 % de notre équipe de direction.

## 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 2024, nous avons 307 100 000 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 actions de série D, 9 000 000 actions de série E, 6 600 000 actions de série G et 400 000 actions de série I en circulation (termes définis ci-dessous). La Société ne compte aucun titre entiercé.

### Actions ordinaires

Chaque action ordinaire de la Société donne à son porteur le droit d'exercer une voix par action ordinaire détenue à toutes les assemblées des actionnaires de la Société, sauf les assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série particulière d'actions ont le droit de voter, de recevoir des dividendes, lorsque le conseil 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 26 mai 2023, 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 7,29 % 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.

Selon les règles de la TSX, au plus 150 222 actions ordinaires (soit 25 % du volume d'opérations quotidien moyen de 600 891 actions ordinaires à la TSX pour la période de six mois close le 30 avril 2023) 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.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2023 et se termine le 30 mai 2024 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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, dans le cadre de son OPRA de 2022 (qui a expiré le 30 mai 2023) et de son OPRA de 2023 (qui expirera le 30 mai 2024), la Société a racheté et annulé un total de 7 537 500 actions ordinaires, comprenant celles rachetées dans le cadre du régime d'achat automatique d'actions, au prix moyen de 11,49 \$ l'action ordinaire, pour un coût total de 87 M\$. Voir la note 27 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

## Régime d'achat automatique d'actions

Le 19 décembre 2023, la Société a conclu un régime d'achat automatique d'actions (« RAAA ») afin de faciliter le rachat des actions ordinaires de TransAlta dans le cadre de son OPRA annoncée précédemment.

Tous les rachats d'actions ordinaires effectués aux termes du RAAA seront compris dans le calcul du nombre d'actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA. Les actions ordinaires rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA seront annulées. Le RAAA prendra fin à la première des dates suivantes : a) la date à laquelle les limites maximales d'achat aux termes du RAAA sont atteintes; b) le 24 février 2024; c) la date à laquelle la Société met fin au RAAA conformément à ses modalités.

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 pourrait ne pas refléter 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.

## 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

Le 10 décembre 2010, 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série A (les « actions de série A »), ont été émises 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 privilégiées de premier rang à taux variable, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série B (les « actions de série B ») à raison d'une pour une. Le 31 mars 2021, 1 417 338

actions de série A ont été converties en actions de série B à raison d'une pour une et 871 871 actions de série B ont été converties en actions de série A à raison d'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 30<sup>e</sup> 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 le 31 mars 2021 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, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série B de TransAlta (les « actions de série B »), à certaines conditions, le 31 mars 2016 et le 31 mars 2021, 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 7,072 %.

### Rachat des actions de série B

Les actions de série B pouvaient être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 31 mars 2021 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 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 avaient le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux fixe, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série A, à certaines conditions, le 31 mars 2021 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 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

Le 30 novembre 2011, 11 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série C (les « actions de série C ») ont été émises en contrepartie d'un produit brut de 275 millions de dollars. Le 30 juin 2022, 1 044 299 actions de série C ont été converties en actions privilégiées de premier rang à taux variable, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série D (les « actions de série D ») à raison d'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 30e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,10 %. 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 le 30 juin 2022, 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 de série D, à certaines conditions, le 30 juin 2017 et le 30 juin 2022, 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 millièmme 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 8,142 %.

### 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

Le 10 août 2012, 9 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif, série E (les « actions de série E ») ont été émises 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<sup>e</sup> 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 privilégiées de premier rang à taux variable, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série F (les « 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 le 30 septembre 2022, 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 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 de série F, à certaines conditions, le 30 septembre 2017 et le 30 septembre 2022, 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

Le 15 août 2014, 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série G (les « actions de série G »), ont été émises 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<sup>e</sup> 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 privilégiées de premier rang à taux variable, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série H (les « 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 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 privilégiées de premier rang, rachetables et à dividende cumulatif, les actions de série I (les « actions de série I »), sont émises à un membre du groupe de Brookfield Renewable Partners (« Brookfield »), et 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 pourra exercer une option complémentaire unique, exerçable jusqu'au 31 décembre 2028, pour acquérir une part supplémentaire dans les capitaux propres de TA Alberta Hydro. Tant que Brookfield détient au moins 8,5 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société, 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 d'investissement prévoit également certains 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 »), 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<sup>er</sup> 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.

## Capital social

Les tableaux suivants indiquent les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation de la Société :

En date du	Nombre d'actions (en millions)		
	22 février 2024	31 décembre 2023	31 décembre 2022
<b>Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>307,1</b>	<b>308,6</b>	<b>268,1</b>
<b>Actions privilégiées</b>			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	10,0
Série D	1,0	1,0	1,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
<b>Actions privilégiées émises et en circulation (valeur nette)</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>
Série I – Titres échangeables	0,4	0,4	0,4
<b>Actions privilégiées émises et en circulation</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>

## Dispositions des statuts relatives aux opérations entre parties liées

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

série d'actions sans droit de vote de la Société assorties d'un droit résiduel de participer aux bénéfices de la Société et au partage de l'actif de la Société en cas de dissolution ou de liquidation.

## Régime de droits des actionnaires

La Société a adopté un régime de droits des actionnaires (le « régime de droits ») aux termes d'une convention relative au régime de droits des actionnaires (la « convention relative au régime de droits ») intervenue en date du 13 octobre 1992, dans sa version modifiée et mise à jour le 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, TransAlta Place, bureau 1400, 1100 1st Street SE, Calgary (Alberta) T2G 1B1; téléphone : 403 267-7110; ou par courriel : [corporate\\_secretary@transalta.com](mailto: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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), ou sur le système EDGAR de la SEC, au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

## Facilités de crédit

En 2023, 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 2027. 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. Le coût d'emprunt de la facilité consortiale est aligné sur nos cibles de réduction des émissions de GES et de diversité de genre, qui font partie de notre stratégie ESG globale, et donnera 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 de crédit 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, pour la recherche d'occasions de croissance et pour le remboursement des emprunts impayés.

Le 5 octobre 2023, la facilité consortiale a été modifiée de nouveau afin de consolider efficacement, au sein de la facilité consortiale de TransAlta, la facilité de crédit consortiale et la facilité de crédit à vue non engagée de TransAlta Renewables. Les facilités de crédit de TransAlta Renewables ont alors été résiliées. La facilité consortiale de TransAlta a ainsi été augmentée de 700 M\$ pour atteindre environ 2,0 G\$. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

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 (p. ex. le taux préférentiel canadien et les acceptations bancaires). 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. Au 31 décembre 2023, le montant de 400 M\$ a été entièrement prélevé sur la facilité à terme et a été affecté aux besoins généraux de la Société.

## 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\$ au 31 décembre 2023, 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 de 6,5 % et 7,8 % et viennent à échéance en 2029 et 2040. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

## Dettes sans recours et restrictions sur la dette

La Société a une dette sans recours dont le montant impayé représente une valeur nominale d'environ 1,7 G\$ et qui est constituée d'obligations et de débentures qui portent intérêt à des taux fixes variant entre 3,41 % et 4,51 % et d'une obligation à taux variable portant intérêt à 9,40 % dont les dates d'échéance vont de 2028 à 2043. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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.

Le 14 septembre 2023, la Société a conclu un financement par obligation sans recours d'environ 39 M\$ (l'« obligation de Pingston ») en remplacement de l'obligation sans recours venue à échéance le 8 mai 2023. L'obligation de Pingston est

garantie par une charge de premier rang sur tous les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations. Elle est amortie et porte intérêt au taux annuel de 6,145 % payable semestriellement, et vient à échéance le 8 mai 2043. L'obligation de Pingston est assujettie aux conditions de financement et aux engagements habituels, qui peuvent limiter l'accès de la Société aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de l'installation.

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd., de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP sont assujetties aux conditions financières usuelles et à des clauses restrictives qui peuvent limiter la capacité de la Société à accéder à des fonds générés par les activités d'exploitation de ses centrales. Dès que certains tests en matière de distribution sont remplis, lesquels sont habituellement effectués une fois par trimestre, les flux de trésorerie peuvent être distribués par les entités filiales à leur entité mère respective. Ces conditions comprennent le respect d'un ratio de couverture du service de la dette avant distribution, condition qui a été respectée par ces entités au quatrième trimestre de 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP, qui n'est pas en mesure de verser de distributions à ses partenaires avant l'achèvement des travaux de remplacement des fondations (voir la rubrique « *Développement général de l'activité* » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements), et de TAPC Holdings LP, qui a subi l'incidence de la hausse des taux d'intérêt en 2023. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne pourront être distribués avant le calcul du prochain ratio de couverture du service de la dette au premier trimestre de 2024. Au 31 décembre 2023, 79 M\$ (50 M\$ au 31 décembre 2022) n'ont pas pu être distribués en raison de ces restrictions financières. De plus, certaines obligations sans recours nécessitent la constitution et le financement de comptes de réserve au moyen de liquidités en dépôt ou de lettres de crédit.

De plus, nos facilités de crédit consortiales comprennent un certain nombre d'engagements et de restrictions usuels régissant le maintien de l'accès aux engagements de financement.

## Titres échangeables

Le 22 mars 2019, nous avons conclu une convention de placement avec Brookfield, aux termes de laquelle Brookfield a investi 750 M\$ dans la Société au moyen de l'achat de titres échangeables, qui pourront être échangés contre une participation dans TA Alberta Hydro LP. Voir la rubrique « *Structure du capital et des emprunts – Actions de série I* » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

## 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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) et sous notre profil sur EDGAR au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

Aux termes de la convention de placement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre afin d'augmenter sa participation totale dans les actions de TransAlta pour la porter à au moins 9 % d'ici le 1<sup>er</sup> mai 2021. Au 31 décembre 2023, Brookfield, par l'intermédiaire de ses sociétés affiliées, détenait, possédait ou avait le contrôle d'un total de 35 489 201 actions ordinaires, représentant 11,6 % des actions ordinaires émises et en circulation, sur une base non diluée. Dans le cadre de la convention de placement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs au conseil.

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 comprend certains engagements suspensifs de Brookfield, qui sont prolongés du fait de la présence de candidats de Brookfield au conseil d'administration, notamment des restrictions sur la capacité de Brookfield de solliciter des procurations auprès des actionnaires de la Société ou de présenter une proposition d'actionnaire.

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 et à la maximisation de la valeur des actifs hydroélectriques albertains. En contrepartie, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des frais de gestion annuels de 1,5 M\$ pendant six ans depuis le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca).

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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), et sur EDGAR, au [www.sec.gov](http://www.sec.gov), contient des renseignements supplémentaires au sujet du placement de Brookfield. On peut également consulter sur SEDAR+ et sur EDGAR la convention d'investissement, la débenture échangeable, la convention d'échange et d'option et la convention relative aux droits d'inscription. Les actionnaires sont encouragés à lire ces documents intégralement.

## Avantages fiscaux

Au 31 décembre 2023, 110 M\$ d'avantages fiscaux demeurent en vigueur.

En 2023, les lois fiscales américaines ont été modifiées afin de permettre aux entités de monétiser certains crédits d'impôt liés à l'énergie propre, y compris les crédits d'impôt à la production, en les vendant à des contribuables tiers en échange d'une contrepartie en espèces.

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 2020, au moment de la mise en exploitation commerciale du parc éolien de Skookumchuck, TransAlta a obtenu d'un associé un financement donnant droit à des avantages fiscaux d'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 décembre 2019, au moment de la mise en exploitation commerciale des parcs éoliens de Big Level et d'Antrim, TransAlta a obtenu d'un associé un financement donnant droit à des avantages fiscaux d'environ 126 M\$ US.

En outre, la Société a pris en charge un financement de 24 M\$ US donnant droit à des avantages fiscaux dans le cadre de l'acquisition du parc éolien de Lakeswind en 2015.

En vertu des IFRS, les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont inclus dans la dette dans nos états financiers consolidés. Voir la note 24 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir également la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

## Notations

Les notations fournissent des renseignements sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités et ont une incidence sur notre capacité d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. Le maintien d'un bilan solide permet également à notre équipe commerciale de conclure des contrats relatifs à notre portefeuille avec nos cocontractants selon des modalités et à des prix qui ont une incidence favorable sur nos résultats financiers et nous procurent un meilleur accès aux marchés boursiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Nous continuons 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 2023 s'établissent comme suit :

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

<sup>1)</sup> Les actions privilégiées en circulation ont toutes la même notation.

En 2023, Moody's a renouvelé la notation à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. DBRS Morningstar (« DBRS ») 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), toutes 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 2023, DBRS nous avait attribué la notation d'émetteur BBB (faible) avec 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 (« 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 2023, Moody's avait attribué à notre groupe de sociétés une notation de 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 2023, Moody's avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une notation de 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 (« 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 2023, 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 2023, S&P nous avait attribué une notation d'émetteur de BB+ avec une 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 financiers canadiens et sert à exprimer une notation relative aux actions privilégiées (déterminée conformément à des critères de notation globaux) sous la forme de symboles qui sont utilisés activement sur le marché canadien depuis un certain nombre d'années. Une notation de S&P Global Ratings relative à des actions privilégiées constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation précise visant une émission d'actions privilégiées sur le marché canadien en particulier, par rapport aux actions privilégiées émises par d'autres émetteurs sur ce marché. Il existe une correspondance directe entre les notations particulières de l'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes et les divers niveaux de l'échelle globale de notation des titres d'emprunt de S&P Global Ratings. Celle-ci a attribué à chacune de nos séries d'actions privilégiées une notation P-4 (élevé). Cette notation est la quatrième plus élevée parmi huit catégories. Une notation P-4 (élevé) correspond à la notation B+ sur l'échelle globale de notation des actions privilégiées. Il est considéré que les débiteurs ayant reçu une notation BB, B, CCC, 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 de crédit

Les notations de crédit sont destinées à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de crédit d'une émission de titres.

Les notations de crédit accordées à nos titres en circulation par DBRS, Moody's et S&P Global Ratings, selon le cas, ne sont pas des recommandations d'achat, de détention ou de vente de ces titres. Rien ne garantit que les notations resteront en vigueur pour une période donnée ou qu'une notation ne sera pas révisée ou retirée entièrement par DBRS, Moody's ou S&P Global Ratings à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

Nous avons payé des honoraires pour des services de notation à DBRS, Moody's et S&P Global Ratings au cours des deux dernières années. Nous avons également versé des honoraires à S&P Global Ratings, DBRS et Kroll Bond Rating Agency pour certains autres services fournis à la Société au cours des deux dernières années.

## 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 :

<b>Période</b>		<b>Dividende par action ordinaire</b>
<b>2021</b>	Premier trimestre	0,0450 \$
	Deuxième trimestre	0,0450 \$
	Troisième trimestre	0,0450 \$
	Quatrième trimestre	0,0500 \$
<b>2022</b>	Premier trimestre	0,0500 \$
	Deuxième trimestre	0,0500 \$
	Troisième trimestre	0,0500 \$
	Quatrième trimestre	0,0550 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,0550 \$
	Deuxième trimestre	0,0550 \$
	Troisième trimestre	0,0550 \$
	Quatrième trimestre	0,0550 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,0600 \$

<sup>1)</sup> 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

<b>Période</b>		<b>Dividende par action de série A</b>
<b>2021</b>	Premier trimestre	0,16931 \$
	Deuxième trimestre	0,17981 \$
	Troisième trimestre	0,17981 \$
	Quatrième trimestre	0,17981 \$
<b>2022</b>	Premier trimestre	0,17981 \$
	Deuxième trimestre	0,17981 \$
	Troisième trimestre	0,17981 \$
	Quatrième trimestre	0,17981 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,17981 \$
	Deuxième trimestre	0,17981 \$
	Troisième trimestre	0,17981 \$
	Quatrième trimestre	0,17981 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,17981 \$

<sup>1)</sup> Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

### Actions de série B

<b>Période</b>		<b>Dividende par action de série B</b>
<b>2021</b>	Premier trimestre	0,13186 \$
	Deuxième trimestre	0,13108 \$
	Troisième trimestre	0,13479 \$
	Quatrième trimestre	0,13970 \$
<b>2022</b>	Premier trimestre	0,13309 \$
	Deuxième trimestre	0,16505 \$
	Troisième trimestre	0,22099 \$
	Quatrième trimestre	0,33700 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,37991 \$
	Deuxième trimestre	0,41100 \$
	Troisième trimestre	0,41545 \$
	Quatrième trimestre	0,45288 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,43958 \$

<sup>1)</sup> Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

## Actions de série C

<b>Période</b>		<b>Dividende par action de série C</b>
<b>2021</b>	Premier trimestre	0,25169 \$
	Deuxième trimestre	0,25169 \$
	Troisième trimestre	0,25169 \$
	Quatrième trimestre	0,25169 \$
<b>2022</b>	Premier trimestre	0,25169 \$
	Deuxième trimestre	0,25169 \$
	Troisième trimestre	0,36588 \$
	Quatrième trimestre	0,36588 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,36588 \$
	Deuxième trimestre	0,36588 \$
	Troisième trimestre	0,36588 \$
	Quatrième trimestre	0,36588 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,36588 \$

<sup>1)</sup> Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

## Actions de série D

<b>Période</b>		<b>Dividende par action de série D</b>
<b>2022</b>	Troisième trimestre	0,28841 \$
	Quatrième trimestre	0,40442 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,45578 \$
	Deuxième trimestre	0,47769 \$
	Troisième trimestre	0,48287 \$
	Quatrième trimestre	0,52030 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,50609 \$

<sup>1)</sup> Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

## Actions de série E

<b>Période</b>		<b>Dividende par action de série E</b>
<b>2021</b>	Premier trimestre	0,32463 \$
	Deuxième trimestre	0,32463 \$
	Troisième trimestre	0,32463 \$
	Quatrième trimestre	0,32463 \$
<b>2022</b>	Premier trimestre	0,32463 \$
	Deuxième trimestre	0,32463 \$
	Troisième trimestre	0,32463 \$
	Quatrième trimestre	0,43088 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,43088 \$
	Deuxième trimestre	0,43088 \$
	Troisième trimestre	0,43088 \$
	Quatrième trimestre	0,43088 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,43088 \$

<sup>1)</sup> Les dividendes ont été déclarés mais n'ont pas encore été versés.

## Actions de série G

<b>Période</b>		<b>Dividende par action de série G</b>
<b>2021</b>	Premier trimestre	0,31175 \$
	Deuxième trimestre	0,31175 \$
	Troisième trimestre	0,31175 \$
	Quatrième trimestre	0,31175 \$
<b>2022</b>	Premier trimestre	0,31175 \$
	Deuxième trimestre	0,31175 \$
	Troisième trimestre	0,31175 \$
	Quatrième trimestre	0,31175 \$
<b>2023</b>	Premier trimestre	0,31175 \$
	Deuxième trimestre	0,31175 \$
	Troisième trimestre	0,31175 \$
	Quatrième trimestre	0,31175 \$
<b>2024</b>	Premier trimestre <sup>1)</sup>	0,31175 \$

<sup>1)</sup> 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 sur les actions de série I émises et en circulation pour la période commençant le 31 décembre 2022, inclusivement, et prenant fin le 31 décembre 2023, exclusivement. Les actions de série I donnent droit à un dividende cumulatif de 7 % payable trimestriellement en espèces.

# 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 NYSE sous le symbole « TAC ». Le tableau ci-après indique les cours extrêmes de nos actions ordinaires et les volumes des opérations sur celles-ci selon la TSX pour les périodes indiquées :

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	13,64	11,85	10 563 874
Février	12,87	11,02	13 935 699
Mars	11,93	10,60	14 287 018
Avril	12,47	11,65	10 688 815
Mai	13,48	12,04	12 229 463
Juin	13,45	12,02	11 660 760
Juillet	13,68	11,54	11 732 249
Août	13,97	12,92	13 230 445
Septembre	13,24	11,76	14 112 624
Octobre	12,00	10,11	23 842 700
Novembre	11,68	10,02	17 583 646
Décembre	11,22	10,20	14 301 948
<b>2024</b>			
Janvier	11,17	9,72	16 050 874
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	9,89	9,16	8 843 459

## 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 <sup>1) 2)</sup>	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 décembre 2010 <sup>1)</sup>	12 000 000 actions de série A	25,00 \$	Placement public
31 mars 2021 <sup>2)</sup>	871 871 actions de série A	s.o.	Conversion d'actions de série B

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	14,17	13,11	57 996
Février	14,17	13,54	104 594
Mars	13,95	12,81	123 624
Avril	12,98	12,67	195 787
Mai	12,99	12,30	55 875
Juin	12,51	12,05	73 649
Juillet	12,30	12,00	80 427
Août	12,28	11,51	860 451
Septembre	11,95	11,52	100 471
Octobre	11,91	11,35	69 987
Novembre	12,67	11,67	94 725
Décembre	12,82	11,70	139 058
<b>2024</b>			
Janvier	13,97	12,16	111 246
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	14,30	13,33	58 871

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

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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<sup>er</sup> 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
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	16,94	15,20	24 040
Février	16,95	16,20	19 346
Mars	16,71	15,81	11 575
Avril	16,29	15,32	6 438
Mai	15,95	15,07	20 696
Juin	15,34	14,90	32 390
Juillet	15,43	14,95	18 212
Août	15,43	14,83	68 244
Septembre	14,90	13,55	31 294
Octobre	15,00	13,60	76 142
Novembre	15,35	14,21	72 928
Décembre	15,40	14,25	83 476
<b>2024</b>			
Janvier	16,23	14,34	85 144
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	16,71	16,00	37 358

## 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 <sup>1)2)</sup>	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
30 novembre 2011 <sup>1)</sup>	11 000 000 actions de série C	25,00 \$	Placement public
30 juin 2022 <sup>2)</sup>	9 955 701 actions de série C	s.o.	Conversion d'actions de série D

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	21,13	18,94	122 303
Février	20,89	19,87	33 135
Mars	20,20	18,46	94 206
Avril	19,00	18,60	56 167
Mai	18,92	17,86	109 117
Juin	18,78	17,92	33 155
Juillet	18,40	17,90	60 132
Août	18,32	17,32	76 745
Septembre	17,71	16,25	153 207
Octobre	16,88	15,88	84 963
Novembre	18,47	16,45	99 711
Décembre	18,14	17,45	89 476
<b>2024</b>			
Janvier	18,68	17,85	105 265
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	18,70	18,24	61 931

## 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 <sup>1)</sup>	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
30 juin 2022 <sup>1)</sup>	1 044 299 actions de série E	s.o.	Conversion d'actions de série C

<sup>1)</sup> 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
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	23,40	21,35	2 150
Février	22,50	21,65	4 700
Mars	22,50	20,65	1 015
Avril	21,00	19,40	3 250
Mai	21,00	19,40	3 250
Juin	20,00	19,00	10 100
Juillet	20,00	19,10	2 900
Août	20,00	18,20	15 100
Septembre	18,90	17,50	5 916
Octobre	19,79	17,19	1 800
Novembre	19,99	17,51	7 585
Décembre	19,65	17,75	4 500
<b>2024</b>			
Janvier	20,10	18,40	6 770
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	21,00	19,25	5 288

## 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 <sup>1)</sup>	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 août 2012 <sup>1)</sup>	9 000 000 actions de série E	25,00 \$	Placement public

<sup>1)</sup> 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
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	23,36	22,08	139 424
Février	23,68	22,70	69 503
Mars	23,09	21,71	72 576
Avril	21,86	21,17	79 646
Mai	21,74	20,80	81 612
Juin	21,44	20,80	48 456
Juillet	21,56	20,80	91 039
Août	21,74	20,00	64 826
Septembre	20,40	19,60	63 719
Octobre	19,85	18,25	81 082
Novembre	22,00	18,52	115 144
Décembre	21,83	20,45	199 707
<b>2024</b>			
Janvier	21,99	21,17	97 836
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	21,78	21,33	52 931

## 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 <sup>1)</sup>	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
15 août 2014 <sup>1)</sup>	6 600 000 actions de série G	25,00 \$	Placement public

<sup>1)</sup> Les 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
	Haut	Bas	
<b>2023</b>			
Janvier	21,48	20,04	57 218
Février	21,98	21,22	66 452
Mars	21,89	20,04	72 473
Avril	20,38	19,89	51 270
Mai	20,10	19,01	49 851
Juin	19,55	18,99	59 824
Juillet	19,96	18,92	88 652
Août	20,11	18,90	99 684
Septembre	20,49	18,60	68 908
Octobre	19,18	18,18	63 364
Novembre	20,30	18,50	158 554
Décembre	19,75	18,60	103 796
<b>2024</b>			
Janvier	21,48	19,60	96 742
Février (du 1 <sup>er</sup> au 22)	21,49	20,61	35 569

## 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 de placement. 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 2024, 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
<b>Rona H. Ambrose</b> Alberta (Canada)	2017	<p>L'honorable Rona Ambrose est présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable. M<sup>me</sup> 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 2017. 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<sup>me</sup> 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 présidente du conseil de Plan International Canada Inc., organisme de bienfaisance qui se consacre aux droits des filles dans le monde et qui œuvre actuellement dans 80 pays. Elle est Global Fellow au Wilson Centre's Canada Institute à Washington. En outre, elle siège au conseil consultatif de l'Institut canadien des affaires mondiales et est administratrice 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<sup>me</sup> 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.</p>
<b>John P. Dielwart</b> 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, M. Dielwart s'est joint à nouveau à ARC Financial Corp. en qualité de vice-président du conseil et associé. ARC Financial est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie. En 2020, M. Dielwart a démissionné du conseil d'ARC Financial, mais il est demeuré associé et membre du comité des placements d'ARC Financial. Il représente actuellement ARC Financial au conseil d'Aspenleaf Energy Limited. Il a été président du conseil des gouverneurs de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et il est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction (génie civil) de l'Université de Calgary. 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>

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
<b>Alan J. Fohrer</b> Californie (États-Unis)	2013	<p>M. Fohrer est l'ancien président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Société, filiale d'Edison International (« Edison ») et l'une des plus grandes sociétés de services publics d'électricité des États-Unis. De 2000 à 2001, M. Fohrer a été président et chef de la direction d'Edison Mission Energy (« EME »), ancienne filiale d'Edison qui possédait et exploitait des installations électriques indépendantes. Au cours de son mandat au sein d'EME, M. Fohrer a restructuré certains projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. M. Fohrer a également occupé les postes de vice-président, vice-président principal, vice-président directeur et chef des finances d'Edison et de Southern California Edison de 1991 à 2000. Il a pris sa retraite en décembre 2010, après 37 ans de service au sein d'Edison. M. Fohrer est actuellement membre indépendant du conseil de PNM Resources, Inc., une société de portefeuille énergétique cotée en bourse. 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 <i>l'Institute of Nuclear Power Operations</i>, de la <i>California Chamber of Commerce</i>, de Duratek, Inc., d'Osrose 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. M. Fohrer apporte à la Société et au conseil son expérience en comptabilité, en finances, en sécurité des barrages 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
<b>Laura W. Folse</b> Texas (États-Unis)	2021	<p>M<sup>me</sup> Folse a été chef de la direction de BP Wind Energy North America Inc. 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 le golfe du Mexique, aux États-Unis et au 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<sup>me</sup> Folse est actuellement membre indépendant du conseil d'administration d'Enerflex Ltd., société de services énergétiques cotée en bourse, et elle est membre indépendant du conseil d'administration de Pacolet Milliken, société d'investissement privée opérant dans les secteurs de l'immobilier, de l'électricité et des infrastructures. M<sup>me</sup> Folse est membre du conseil du College of Arts and Sciences de la Auburn University et a été membre du conseil de la American Wind Energy Association de 2016 à 2019. M<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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
<b>Harry A. Goldgut</b> Ontario (Canada)	2019	<p>M. Goldgut est vice-président du conseil des groupes Infrastructures, Énergie renouvelable et Transition de Brookfield, 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. M. 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 Infrastructures et Énergie renouvelable 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 de la Princess Margaret Cancer Foundation à Toronto. 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
<b>John H. Kousinioris</b> Alberta (Canada)	2021	<p>M. Kousinioris est président et chef de la direction de TransAlta. Avant sa nomination à titre de président et chef de la direction en 2021, M. Kousinioris était chef de l'exploitation de la Société. 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 de se joindre à TransAlta, M. Kousinioris a été associé et co-chef du service commercial de Bennett Jones LLP, comptant 30 ans d'expérience en droit des valeurs mobilières, en fusions et acquisitions et en gouvernance d'entreprise. 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 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 Advanced Management Program de l'Université Harvard. M. Kousinioris est responsable de la performance globale de la Société, notamment d'assurer un leadership stratégique. M. Kousinioris a démontré une vision et un sens du leadership exceptionnels 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
<b>Candace J. MacGibbon</b> Ontario (Canada)	2023	<p>M<sup>me</sup> MacGibbon a été chef de la direction et administratrice d'INV Metals Inc., société minière inscrite à la cote de la TSX, de 2015 à 2021, où elle était responsable de l'établissement et de la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise. Auparavant, de 2008 à 2015, M<sup>me</sup> MacGibbon a été présidente et chef des finances d'INV Metals Inc., où elle était responsable de la présentation de l'information financière et réglementaire et de la trésorerie, de la solidité financière et de la politique de placement de la société. Auparavant, M<sup>me</sup> MacGibbon a occupé des postes dans la ventes d'actions auprès de clients institutionnels dans le secteur minier international chez RBC Marchés des Capitaux et dans le secteur de la recherche sur les métaux de base en tant que chercheuse en actions auprès de BMO Marchés des capitaux. M<sup>me</sup> MacGibbon a été directrice chez Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et analyste des coûts chez Inco Limitée. Elle est également membre du conseil d'administration de Redevances Aurifères Osisko et membre de leur comité d'audit et de leur comité des ressources humaines. M<sup>me</sup> MacGibbon est présidente élue de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole. Elle est comptable professionnelle agréée et compte plus de 25 ans d'expérience dans le secteur minier et les marchés financiers. Elle est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de l'Université Western Ontario et d'un diplôme en comptabilité de l'Université Sir Wilfrid Laurier. M<sup>me</sup> MacGibbon apporte au conseil d'administration des qualités et des compétences axées sur le leadership, la collaboration et l'intégrité dont elle a fait preuve dans le cadre de ses fonctions antérieures de haute direction couronnées de succès, notamment à titre de chef de la direction et de chef des finances. M<sup>me</sup> MacGibbon apporte au conseil d'administration des qualités et des compétences axées sur le leadership, la collaboration et l'intégrité dont elle a fait preuve dans le cadre de ses fonctions antérieures de haute direction couronnées de succès, notamment à titre de chef de la direction et de chef des finances d'INV Metals Inc. M<sup>me</sup> MacGibbon apporte à la Société et au conseil d'administration son énergie et sa motivation en mettant l'accent sur l'obtention de résultats, que vient compléter son expertise en stratégie, en gestion des risques, en finances et en comptabilité.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
<b>Thomas M. O'Flynn</b> New Jersey (États-Unis)	2021	<p>M. O'Flynn a été chef de la direction et chef des placements d'AES Infrastructure Advisors. Auparavant, jusqu'en 2019, il a été vice-président directeur et chef des finances d'AES Corporation, où il était 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. M. O'Flynn est directeur principal de l'exploitation de Dimension Renewable Energy, société d'énergie solaire communautaire. Il est administrateur d'Exus Management Partners, société de gestion et de développement d'énergies renouvelables. M. O'Flynn est conseiller principal auprès d'Energy Impact Partners, 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. M. O'Flynn a été chef des finances de Powin Energy de décembre 2021 à décembre 2022, société de stockage d'énergie à batteries dans laquelle Energy Impact Partners est un investisseur important. M. O'Flynn a travaillé pour The Blackstone Group Inc., où il était conseiller principal, secteur de l'énergie et des services publics, et chef de l'exploitation et chef des finances de Transmission Developers Inc., entité contrôlée par Blackstone qui crée des projets novateurs en matière de distribution d'énergie de manière responsable du point de vue environnemental. Auparavant, il a été vice-président directeur et chef des finances de Public Service Enterprise Group Incorporated et chef 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'Institute for Sustainability and Energy. 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
<b>Bryan D. Pinney</b> Alberta (Canada)	2018	<p>M. Pinney possède plus de 30 ans d'expérience auprès de nombreuses sociétés canadiennes parmi les plus grandes, surtout dans les secteurs de l'énergie et des ressources et de la construction. Il a été associé directeur du bureau de Calgary de Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. 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 S.E.N.C.R.L./s.r.l. 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. À l'heure actuelle, M. Pinney est administrateur principal de North American Construction Group Ltd. (NYSE, TSX) et administrateur de SNDL Inc. (NASDAQ). M. Pinney a été président du conseil des gouverneurs de l'Université Mount Royal et a siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. M. Pinney est Fellow de l'Institut des comptables agréés, évaluateur d'entreprises agréé et diplômé de l'Ivey Business School de l'Université Western Ontario, où il a obtenu un baccalauréat 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>
<b>James Reid</b> Alberta (Canada)	2021	<p>M. Reid est l'ancien associé directeur de Brookfield Asset Management Inc, qui a dirigé le groupe des capitaux privés de Brookfield à Calgary, en Alberta, jusqu'en 2021. 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. M. Reid a obtenu la désignation de comptable agréé pendant qu'il travaillait chez PricewaterhouseCoopers, à Toronto, et il est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de Toronto. M. 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 d'administration.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
<b>Manjit K. Sharma</b> Ontario (Canada)	2023	<p>M<sup>me</sup> Sharma compte plus de 30 ans d'expérience dans divers secteurs (production d'électricité, pétrole et gaz, services financiers, fabrication, services d'ingénierie et autres). Elle a été chef des finances de WSP Canada Inc jusqu'en 2021. À ce titre, elle était responsable des fonctions finances, immobilier, approvisionnement, fiscalité et services partagés à l'échelle du Canada. 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, avec les responsabilités suivantes : l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies commerciales, l'élaboration de produits et services commerciaux, les fusions et acquisitions, la surveillance fiscale, le risque, la gouvernance, les éléments clés de la stratégie de ressources humaines (y compris la rémunération, les négociations syndicales, les régimes de retraite et les avantages sociaux), ainsi que la diversité et l'inclusion. M<sup>me</sup> Sharma siège actuellement au conseil de Vermilion Energy Inc., de Finning International Inc. et d'Exportation et développement Canada. M<sup>me</sup> 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>). M<sup>me</sup> Sharma apporte à la Société et au conseil son expérience dans divers conseils d'administration, notamment en tant que membre de la haute direction, 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
<b>Sandra R. Sharman</b> Ontario (Canada)	2020	M <sup>me</sup> Sharman est la première vice-présidente à la direction 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 <sup>me</sup> 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. M <sup>me</sup> Sharman est une 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> Sharman est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires (MBA) de l'Université Dalhousie. M <sup>me</sup> Sharman apporte à la Société et au conseil d'administration son 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.

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
Sarah Slusser Washington (États-Unis)	2021	<p>M<sup>me</sup> 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. 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. Auparavant, 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. Auparavant, elle a cofondé GeoGlobal Energy LLC, société d'énergie géothermique exerçant des activités aux États-Unis, au Chili et en Allemagne, qui a été vendue à son principal investisseur en 2015. Avant de cofonder GeoGlobal Energy, M<sup>me</sup> Slusser a travaillé chez AES pendant 21 ans, où elle a occupé des postes de direction de plus en plus importants pour être finalement nommée vice-présidente principale et directrice générale, relevant directement du chef de la direction et dirigeant le groupe de sociétés. 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<sup>me</sup> Slusser 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<sup>me</sup> 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. M<sup>me</sup> 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 et des énergies renouvelables. Elle apporte au conseil une grande expertise en matière d'affectation du capital et de fusions et acquisitions.</p>

## Dirigeants

Le tableau qui suit présente le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 22 février 2024, de même que leur poste et leurs fonctions principales.

Nom	Fonctions principales	Résidence
<b>John H. Kousinioris</b>	Président et chef de la direction	Alberta (Canada)
<b>Todd J. Stack</b>	Vice-président directeur, Finances et chef des finances	Alberta (Canada)
<b>Jane N. Fedoretz</b>	Vice-présidente directrice, Personnel et culture, et chef de l'administration	Alberta (Canada)
<b>Kerry L. O'Reilly Wilks</b>	Vice-présidente directrice, Croissance et commercialisation de l'énergie	Alberta (Canada)
<b>Christopher D. Fralick</b>	Vice-président directeur, Production	Alberta (Canada)
<b>Blain M. van Melle</b>	Vice-président directeur, Affaires commerciales et relations avec la clientèle	Alberta (Canada)
<b>Aron J. Willis</b>	Vice-président directeur, Livraison de projets et construction	Alberta (Canada)
<b>Scott T. Jeffers</b>	Vice-président directeur par intérim, Affaires juridiques et secrétaire de la Société	Alberta (Canada)
<b>Brent V. Ward</b>	Vice-président directeur, Fusions et acquisitions, Stratégie et trésorier	Alberta (Canada)
<b>David C. Little</b>	Vice-président principal, Croissance	Californie, États-Unis

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<sup>er</sup> 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 septembre 2019, M. Kousinioris était chef du développement de TransAlta.
- Avant février 2021, M. Stack était chef des finances de TransAlta. Avant mai 2019, il était directeur général et contrôleur.
- Avant novembre 2023, M<sup>me</sup> Fedoretz a été vice-présidente directrice, Personnel, talent et transformation de TransAlta. Avant février 2021, M<sup>me</sup> Fedoretz était chef de la gestion des talents et de la transformation de TransAlta.
- Avant novembre 2023, M<sup>me</sup> O'Reilly Wilks a été vice-présidente directrice, Services juridiques, affaires commerciales et externes de TransAlta. Avant février 2021, M<sup>me</sup> O'Reilly Wilks était chef des services juridiques et des affaires réglementaires et externes de TransAlta. Avant août 2019, M<sup>me</sup> O'Reilly Wilks était chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta.
- 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 novembre 2023, M. van Melle a été vice-président directeur, Activités en Alberta de TransAlta. 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 novembre 2023, M. Willis a été vice-président directeur, Croissance 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 novembre 2023, M. Jeffers a été vice-président et secrétaire de TransAlta. Avant septembre 2021, M. Jeffers a été directeur général et secrétaire de TransAlta.
- Avant février 2021, M. Ward était directeur général et trésorier de TransAlta.
- Avant novembre 2023, M. Little a été vice-président et directeur général – États-Unis d'Innergex énergie renouvelable inc. Avant juillet 2021, M. Little était directeur principal et chef – États-Unis d'Innergex énergie renouvelable inc.

Au 22 février 2024, 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 2024 ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur TransAlta.

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<sup>er</sup> janvier 2023, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucune des personnes qui ont des liens avec ces administrateurs 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 a été président du conseil d'administration de Denbury Resources Inc. qui 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 :

- 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.
- 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 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 de plus amples renseignements.
- Accord relatif à l'abandon du charbon — Voir la rubrique « *Activités de TransAlta – Secteur Gaz naturel — 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 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 2023, lesquels sont intégrés dans les présentes par renvoi. Voir également la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

## 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 : a) 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 b) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société 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 : a) tente d'usurper la compétence de l'AER; et b) que son action est prescrite en vertu de la loi intitulée *Limitations Act* (Alberta). Le procès a été prévu pour deux semaines à compter du 26 février 2024. Les parties à l'affaire, ainsi que Cenovus Energy Inc., souhaitent un ajournement lorsque la procédure 379 de l'AER a été ajournée. Le procès devrait reprendre en février 2025 si les parties ne sont pas en mesure de régler le différend avant cette date.

## Installation de Brazeau – Demandes de permis de puits pour envisager la fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, le Régulateur de l'énergie de l'Alberta (« 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 hydraulique dans toutes les formations (sauf Duvernay) dans un rayon 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 10 licences de puits (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau.

En se fondant sur l'analyse d'experts indépendants commandée par le gouvernement de l'Alberta, la Société est d'avis que les activités de fracturation hydraulique dans un rayon de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau génèrent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées. L'audience réglementaire visant à examiner ces demandes (la procédure 379) a été ajournée jusqu'en avril 2025. Les autres parties à l'audience, y compris la Société, ont soutenu l'ajournement.

## Garden Plain

Garden Plain I LP, filiale en propriété exclusive de la Société, a retenu les services d'un entrepreneur tiers pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. L'entrepreneur a subi des retards de calendrier, des difficultés de construction et d'importants dépassements de coûts, ce qui a entraîné des retards d'échéances. L'entrepreneur a présenté une réclamation de 49 M\$ en dommages-intérêts. La Société conteste cette réclamation dans son intégralité et fait valoir une demande reconventionnelle. Les parties ont entamé la procédure de règlement des différends et l'audience d'arbitrage est prévue pour trois semaines à compter du 14 avril 2025.

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

Le Balancing Pool a revendiqué le droit à 1 750 000 CRE gagnés par les centrales hydroélectriques de l'Alberta à la suite de l'adhésion de ces centrales, par l'entremise de TransAlta, au *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* et au *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*, de 2018 à 2020 inclus. Les CRE faisant l'objet du différend n'avaient aucune valeur comptable constatée, puisqu'ils avaient été générés en interne. Le Balancing Pool a revendiqué la propriété des CRE, car il a estimé que la modification des dispositions législatives en vertu du CAÉ des centrales hydroélectriques imposait le transfert des CRE au Balancing Pool. TransAlta a contesté cette réclamation. Les parties ont conclu un règlement confidentiel et cette question est maintenant réglée.

## Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'*Alberta Utilities Commission* 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. La demande sera entendue au premier trimestre de 2024 et une décision devrait être rendue au troisième trimestre de 2024.

## 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 des comptables professionnels agréés de l'Alberta et en conformité avec la règle 3520 du *Public Company Accounting Oversight Board* des États-Unis.

## Renseignements supplémentaires

De plus amples renseignements concernant TransAlta sont accessibles sur notre site Web au [www.transalta.com](http://www.transalta.com), ainsi que sous le profil de TransAlta sur SEDAR+, au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), et sur EDGAR, au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), et sur EDGAR, au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités au 31 décembre 2023 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 and Exchange Act of 1934*. Selon ses règles, le CAFR doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants. À l'heure actuelle, le CAFR est constitué de cinq membres indépendants : Bryan D. Pinney (président), Alan J. Fohrer, Thomas M. O'Flynn, Manjit K. Sharma et Candace J. MacGibbon.

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;
- aux financements et à la stratégie de financement;
- 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.

<b>Nom du membre du CAFR</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>Bryan D. Pinney (président)</b>	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.
<b>Alan J. Fohrer</b>	Avant de prendre sa retraite en décembre 2010, M. Fohrer a été président du conseil d'administration et chef de la direction de la Southern California Edison Company, filiale d'Edison et l'une des plus grandes sociétés de services publics d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président, vice-président principal, vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la Southern California Edison Company. 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.

**Nom du membre du CAFR****Formation et expérience pertinentes****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 d'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. Sharma**

M<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> Sharma siège actuellement au conseil de Vermilion Energy Inc., de Finning International Inc. et d'Exportation et développement Canada. M<sup>me</sup> 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*).

**Candace J. MacGibbon<sup>1)</sup>**

M<sup>me</sup> MacGibbon a été chef de la direction et chef des finances d'INV Metals Inc. Auparavant, elle a été directrice chez Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et a occupé des postes au sein de RBC Marchés des Capitaux et de BMO Marchés des capitaux. Elle est actuellement membre du conseil de Carbon Streaming Corp., et membre du conseil de Redevances Aurifères Osisko et de leurs comités d'audit et de ressources humaines. M<sup>me</sup> MacGibbon est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de l'Université Western Ontario. Elle est comptable professionnelle agréée et compte plus de 25 ans d'expérience dans le secteur minier et les marchés financiers.

<sup>1)</sup> M<sup>me</sup> MacGibbon a été nommée au CAFR le 28 avril 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 2023 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  
Candace J. MacGibbon

### Comité des ressources humaines

#### Présidente : Sandra R. Sharman

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

### Comité de la performance des investissements

#### Présidente : Laura W. Folse

Thomas M. O'Flynn  
Harry A. Goldgut  
James Reid  
Sarah 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](http://www.transalta.com), sous l'onglet « Governance/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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), et sur EDGAR, au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

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

Pour les exercices clos le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2022, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres de son groupe ont facturé 4 788 655 \$ et 4 608 258 \$, respectivement, répartis comme suit :

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

Exercice clos le 31 décembre	2023	2022
Honoraires d'audit	3 368 977 \$	2 873 395 \$
Honoraires pour services liés à l'audit <sup>1)</sup>	1 374 803	1 618 751
Honoraires pour services fiscaux	5 850	116 112
Autres honoraires	39 025	—
<b>Total</b>	<b>4 788 655 \$</b>	<b>4 608 258 \$</b>

<sup>1)</sup> Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent des honoraires de 504 522 \$ (966 515 \$ en 2022) facturés à TransAlta Renewables.

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2023 ou en 2022.

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 honoraires pour audit légal, vérification de pension et d'autres audits de conformité.

## 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* de 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 adopté en vertu de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*, comme ces règles s'appliquent aux membres d'un comité d'audit. Tous les membres du comité doivent posséder des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines et au moins un membre doit être considéré par le conseil comme étant un « expert financier du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (la « loi Sarbanes-Oxley »). La décision quant à savoir si un administrateur en particulier respecte les exigences relatives à sa participation au comité revient à l'ensemble du conseil sur recommandation du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable (le « CGSDD ») 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 convocation aux réunions**

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

## **10. Présence aux réunions**

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

## **11. Procédure, registres et rapports**

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

## **12. Examen des règles et évaluation du comité**

Le comité doit évaluer son rendement et examiner et évaluer la pertinence de ses règles au moins une fois par année ou autrement, selon qu'il juge opportun de le faire. Toutes les modifications proposées par le comité sont soumises à l'examen et à l'approbation du CGSDD et du conseil.

## **13. Experts externes et conseillers**

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

## **B. Fonctions et responsabilités du président**

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

Le président est responsable de ce qui suit :

1. Présider les réunions du comité et s'assurer que le comité est dûment organisé, de sorte qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte de ses obligations et responsabilités.
2. Établir la fréquence des réunions du comité, convoquer dûment ces réunions et confirmer qu'il y a quorum, au besoin.
3. Travailler avec le chef de la direction, le vice-président directeur, Finances, le chef des finances et 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 d'administration et du chef de la direction au moins une fois par trimestre afin de s'assurer qu'ils sont conformes aux politiques de la Société, et fait rapport au comité chaque année à cet effet.

## 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. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures de communication 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 et secrétaire (ou, au besoin, des conseillers juridiques externes) de la Société, et les auditeurs internes et externes de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;
- g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;
- h) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance avec les autorités de réglementation ou 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 analyse chaque année avec l'auditeur externe les relations que l'auditeur externe et les membres de son groupe ont avec la Société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance de l'auditeur externe, notamment a) la demande, la réception et l'examen, au moins une fois par année, d'une déclaration écrite officielle de l'auditeur externe définissant toutes les relations raisonnablement susceptibles de compromettre son indépendance par rapport à la Société; b) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations ou les services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre son objectivité ou son scepticisme; c) un examen avec l'auditeur externe de l'expérience et des compétences du personnel-cadre qui assure la prestation des services d'audit à la Société; d) un examen des procédures de contrôle de la qualité de l'auditeur externe, y compris l'obtention de la confirmation que l'auditeur externe respecte les exigences d'inscription des autorités de réglementation du Canada et des États-Unis; et e) une évaluation de la communication et de l'interaction avec l'auditeur externe, y compris en ce qui concerne la qualité du service;
  - v) au cours de l'année qui précède un changement de l'associé responsable de la mission (ou de l'associé coordonnateur de l'audit) (ayant la responsabilité principale de l'audit) et, dans tous les cas, au moins tous les cinq ans, effectue un examen exhaustif de l'auditeur externe qui tient compte a) de l'incidence du mandat du cabinet d'audit sur la qualité de l'audit, des tendances du rendement du cabinet d'audit et de son expertise du secteur, des cas de menaces à l'indépendance et de l'efficacité des mesures de sécurité visant à atténuer ces menaces; b) du temps de réponse du cabinet d'audit aux changements dans les activités de l'entité et aux suggestions d'amélioration de la part des autorités de réglementation, du comité d'audit et/ou de la direction; et c) de l'uniformité et de la rigueur du scepticisme professionnel exercé par l'auditeur externe et de la qualité de l'équipe chargée de la

mission et de ses communications ainsi qu'un examen des conclusions de l'inspection du Conseil canadien sur la reddition de comptes (« CCRC ») depuis l'examen exhaustif précédent et de la manière dont le cabinet d'audit a répondu à ces conclusions; à la suite de cet examen exhaustif, décide si la candidature du cabinet d'audit à titre d'auditeurs externes devrait être proposée par le conseil à des fins de nomination par les actionnaires à la prochaine assemblée générale annuelle de la Société;

- vi) informe l'auditeur externe et la direction que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa;
- vii) informe l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité en tant que représentant des actionnaires de la Société;
- viii) au moins chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion 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 résultat et de l'information financière devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions.

## 2. **Audit interne**

- a) Approuve la décision d'impartir la fonction d'audit interne et, le cas échéant, approuve le cabinet d'audit devant exécuter ces services d'audit interne; toutefois, en aucun cas les services de l'auditeur externe ne doivent être retenus pour exécuter également la fonction d'audit interne;
- b) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et 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 respon-

sabilité 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 et secrétaire de la Société 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 de leur conformité constante à la loi et aux principes de communication de l'information de la Société.

**B) Gouvernance des régimes de retraite**

- a) Examine chaque année le rapport annuel sur les régimes de retraite et les états financiers des régimes de retraite de la Société, y compris l'évaluation actuarielle, l'actif et le passif prévisionnels, la répartition de l'actif, le rendement du gestionnaire et les coûts d'exploitation du régime, et fait rapport au conseil chaque année à cet égard;
- b) Avec le comité des ressources humaines du conseil, examine au moins une fois par année, et au besoin, la gouvernance générale des régimes de retraite de la Société, approuvant les objectifs généraux des régimes, l'énoncé de la politique de placement et la nomination des gestionnaires de placements et en faisant rapport au conseil chaque année.

**C) Technologie de l'information – Cybersécurité**

- a) Reçoit deux fois par année une mise à jour sur l'état des systèmes d'exploitation 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 le gestionnaire de réseau indépendant et l'autorité de régulation du réseau électrique interconnecté de l'Alberta;
- « **BAIIA** » désigne le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements;
- « **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<sup>er</sup> juin 2003) et la législation intitulée Balancing Pool Regulation. Pour de plus amples renseignements, veuillez visiter le site [www.balancingpool.ca](http://www.balancingpool.ca);
- « **Brookfield** » désigne Brookfield Renewable Partners;
- « **CAÉ** » ou contrat d'achat d'électricité désigne un contrat commercial à long terme visant la vente d'électricité à un acheteur;
- « **capacité** » désigne la capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts;
- « **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;
- « **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;
- « **centrale à option d'adhésion** » désigne une centrale qui satisfait aux critères d'admissibilité d'une centrale à option d'adhésion en vertu de l'article 4 du TIER, et qui opte volontairement pour l'application du règlement afin de pouvoir générer des crédits de rendement en matière d'émissions;
- « **CER** » désigne les crédits d'énergie renouvelable;
- « **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;
- « **convention d'arrangement** » désigne une convention d'arrangement conclue entre TransAlta et TransAlta Renewables, aux termes de laquelle TransAlta a acquis toutes les actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et les membres de son groupe, de sorte que TransAlta Renewables est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta;
- « **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, sortant d'une ou de plusieurs turbines à gaz (de combustion). Cette chaleur dégagée est acheminée vers une chaudière conventionnelle ou vers un générateur de vapeur à récupération de chaleur pour être utilisée par une turbine à vapeur afin de produire de l'électricité. Ce processus augmente 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 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. CO<sub>2</sub>** » désigne l'équivalent en dioxyde de carbone;

« **ESG** » désigne facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance;

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;

« **FMG** » désigne Fortescue Metals Group Ltd.;

« **Fusions et acquisitions** » désigne les fusions et acquisitions;

« **GES** » désigne les gaz à effet de serre qui ont 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;

« **GW** » ou « **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;

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

« **IFRS** » désigne les normes internationales d'information financière;

« **LTPGES** » désigne la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (Canada);

« **MSHA** » désigne la Mine Safety and Health Administration;

« **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;

« **NERC** » désigne la North American Electric Reliability Corporation;

« **NGTL** » désigne NOVA Gas Transmission Ltd.;

« **NYSE** » désigne la Bourse de New York;

« **OPRA** » désigne une offre publique de rachat dans le cours normal des activités;

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

« **RAAA** » désigne un régime d'achat automatique d'actions;

« **SCE** » désigne Southern Cross Energy Partnership;

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

« **TA Cogen** » désigne TransAlta Cogénération LP;

« **TIER** » désigne le règlement de l'Alberta intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*;

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

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto.