transalta™

Énergiser l’avenir

Notice annuelle
pour l’exercice clos le 31 décembre 2024

Table des matières

2 Présentation de l'information
2 Énoncés prospectifs
4 Structure de l'entreprise
6 Développement général de l'activité
9 Activités de TransAlta
30 Gestion des risques environnementaux
33 Facteurs de risque
34 Personnel
34 Structure du capital
39 Notations
42 Dividendes
43 Marché pour la négociation des titres
45 Administrateurs et dirigeants
51 Membres de la direction et autres personnes intéressées dans des opérations importantes
51 Prêts aux administrateurs, aux membres de la haute direction
51 Interdictions d'opérations, faillites ou sanctions
52 Contrats importants
53 Conflits d'intérêts
53 Poursuites et application de la loi
54 Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres
54 Intérêts des experts
54 Renseignements supplémentaires
54 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 2024 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, sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée, elle ne renvoie qu'à TransAlta Corporation. Certains termes clés définis tout au long du texte de la présente notice annuelle et les abréviations et acronymes qui pourraient par ailleurs ne pas y être définis sont définis à l'annexe B – Glossaire.

Certaines parties du rapport de gestion de TransAlta daté du 19 février 2025 (le « rapport de gestion ») sont intégrées par renvoi à la présente notice annuelle, tel qu'il est indiqué ci-dessous et mentionné ailleurs dans la présente notice annuelle. Le rapport de gestion peut être consulté sur SEDAR+ à l'adresse **www.sedarplus.ca** et sur EDGAR à l'adresse **www.sec.gov**.

Énoncés prospectifs

La présente notice annuelle et l'information qui y est intégrée par renvoi comprennent de l'information prospective au sens de la législation canadienne en valeurs mobilières applicable et des « énoncés prospectifs » au sens de la législation en valeurs mobilières des États-Unis applicable, y compris la loi intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement, les « énoncés prospectifs »).

Les 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 performance, 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 performance, 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 (y compris l'information qui y est intégrée par renvoi) contient des énoncés prospectifs notamment sur ce qui suit :

- les objectifs stratégiques de la Société et le fait que l'exécution de la stratégie de la Société générera de la valeur pour les actionnaires;
- notre stratégie d'affection du capital et de financement;
- nos objectifs et cibles en matière de développement durable, y compris ceux énoncés dans notre rapport sur le développement durable de 2024;
- nos perspectives pour 2025;
- notre rendement sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris notre position de couverture;
- l'optimisation et la diversification de nos actifs existants;
- la nature de plus en plus contractuelle de notre parc;
- les attentes concernant les stratégies de croissance et d'expansion, y compris les occasions de réaménagement de Centralia et les occasions concernant les centres de données;
- les coûts et les échéanciers prévus des projets;
- les processus réglementaires prévus ainsi que leurs résultats, notamment en ce qui concerne le marché restructuré de l'énergie en Alberta;
- le secteur de l'électricité et l'offre et la demande d'électricité;
- le caractère cyclique de nos activités;
- les issues prévues des procédures judiciaires;

- l’incidence prévue de modifications fiscales et comptables futures;
- les conditions prévues du secteur, du marché et de l’économie.

Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle (ou qui y sont intégrés par renvoi) se fondent sur de nombreuses hypothèses, notamment les suivantes :

- l’absence de modification importante des lois et règlements applicables;
- l’absence de retard imprévu dans l’obtention des approbations réglementaires requises;
- l’absence d’incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit;
- 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 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 installations;
- 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.

Les facteurs qui peuvent avoir une incidence défavorable sur ce qui est exprimé ou sous-entendu dans les énoncés prospectifs qui sont contenus dans la présente notice annuelle (ou qui y sont intégrés par renvoi) comprennent notamment ce qui suit :

- les fluctuations des prix de l’électricité;
- l’évolution de l’offre et de la demande d’électricité;
- 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’ils arrivent à échéance;
- les risques associés aux projets de développement et aux acquisitions;
- toute difficulté à réunir les capitaux nécessaires à l’avenir à des conditions raisonnables, si tant est qu’il y en ait;
- notre capacité à atteindre nos cibles de rendement en matière de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG);
- les engagements à long terme relatifs à la capacité de transport de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps;
- l’évolution du contexte législatif, réglementaire et politique;
- 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 et la défaillance de l’équipement;
- les interruptions du transport et de la distribution d’électricité;
- les baisses de production;
- les baisses de valeur ou la dépréciation des actifs;
- les incidences défavorables sur nos systèmes informatiques 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;

- 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;
- les risques liés aux changements climatiques;
- les réductions de l'efficacité relative ou des facteurs relatifs à la capacité de nos unités de production;
- les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés des titres de capitaux propres et des titres de créance, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation;
- l'évolution générale de la situation économique et politique nationale et internationale, dont l'imposition possible de tarifs douaniers;
- le risque lié au secteur et à la concurrence;
- 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;
- les questions de relations de travail.

Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gouvernance et gestion du risque » du rapport de gestion. Cette rubrique est intégrée par renvoi dans les présentes.

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. 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.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Nous utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et le rendement de nos unités d'exploitation, y compris des mesures et des ratios qui n'ont pas de signification normalisée 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 vise à mettre en contexte certains plans futurs de la Société et pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Se reporter aux rubriques « Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS » et « Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS » du rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements. Ces rubriques sont intégrées par renvoi dans les présentes.

Structure de l'entreprise

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 établi en vertu de la LCSA concernant la Société et TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta Utilities » ou « TAU »). 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.

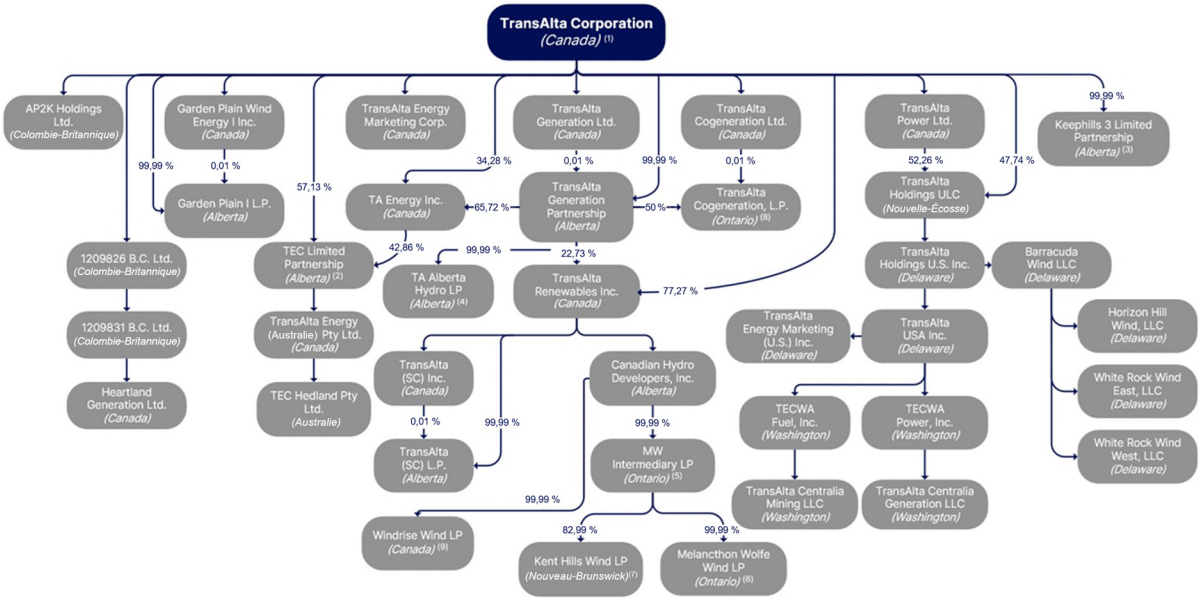
Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, nous avons réalisé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférés à TransAlta Generation Partnership, 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 de personnes 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 1er 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 plusieurs fois dans le cadre d'émissions d'actions privilégiées, dont le 1er octobre 2020 à la création 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 membre du groupe de Brookfield Renewable Partners (« Brookfield »). Voir la rubrique « Structure du capital – Titres échangeables » dans la présente notice annuelle.

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

Liens intersociétés

Au 31 décembre 2024, nos principales filiales et leur territoire de constitution respectif sont indiqués dans l'organigramme ci-après. Les autres filiales de la Société représentent chacune (i) moins de 10 % des actifs consolidés de la Société au 31 décembre 2024 et (ii) moins de 10 % des produits consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. L'organigramme suivant ne comprend pas toutes les filiales de TransAlta. Au total, les actifs et les produits des filiales exclues ne représentaient pas plus de 20 % du total des actifs consolidés ou des produits consolidés de la Société au 31 décembre 2024 et pour 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) De la participation de 17,01 % dans Kent Hills Wind LP, une participation de 17,00 % appartient à Natural Forces Technologies Inc. et 0,01 % appartient à Kent Hills Wind Inc.

8) La participation restante de 49,99 % dans TransAlta Cogeneration LP appartient à CPH Cogen Inc.

9) La participation restante de 0,01 % dans Windrise Wind LP appartient à Windrise Wind Energy Inc., filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers, Inc.

Développement général de l'activité

Vous trouverez ci-dessous un résumé des développements importants survenus dans nos unités d'exploitation 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.

Historique des trois derniers exercices

2024

Acquisition de Heartland Generation d'Energy Capital Partners

Le 4 décembre 2024, la Société a procédé à la clôture de l'acquisition de Heartland Generation Ltd. et de certains membres du même groupe (collectivement, « Heartland ») pour un prix d'achat de 542 M$ auprès d'un membre du même groupe qu'Energy Capital Partners (« ECP »), société mère de Heartland (l'« opération »). Pour satisfaire aux exigences du Bureau de la concurrence fédéral, la Société a conclu un consentement avec le commissaire de la concurrence aux termes duquel TransAlta a accepté de se départir des actifs de Poplar Hill et de Rainbow Lake de Heartland (les « dessaisissements prévus ») après la clôture de l'opération. En contrepartie des dessaisissements prévus, TransAlta et ECP ont accepté une réduction de 80 M$ du prix d'achat initial de l'opération. ECP aura droit au produit tiré de la vente de Poplar Hill et de Rainbow Lake, moins certains rajustements après la réalisation des dessaisissements prévus. TransAlta a également reçu un montant supplémentaire de 95 M$ à la clôture de l'opération afin de tenir compte de l'avantage économique de l'entreprise Heartland pour la période allant du 31 octobre 2023 à la date de clôture de l'opération, conformément aux modalités de la convention d'achat d'actions. Le règlement net en espèces de l'opération, avant les rajustements pour les besoins du fonds de roulement, a totalisé 215 M$ et a été financé au moyen des liquidités en caisse et de prélèvements sur les facilités de crédit de TransAlta.

Exclusion faite des dessaisissements prévus, l'opération ajoute une capacité complémentaire de 1 747 MW (participation nette) provenant de neuf installations, y compris la cogénération et la production de pointe visées par des contrats, la production thermique traditionnelle au gaz et la capacité de transport, qui seront toutes essentielles au maintien de la fiabilité du marché de l'électricité de l'Alberta.

Arrêt des activités de l'unité nº 6 de Sundance

Le 4 novembre 2024, la Société a avisé l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de l'arrêt des activités de l'unité nº 6 de Sundance à compter du 1er avril 2025 pour une période maximale de deux ans en fonction des conditions du marché. TransAlta conserve la souplesse nécessaire pour remettre en service l'unité en pause lorsque les données fondamentales du marché ou les occasions de conclure des contrats le justifieront. L'unité demeure disponible et pleinement opérationnelle pour le premier trimestre de 2025.

Centrale éolienne de Horizon Hill

Le 21 mai 2024, la centrale éolienne de Horizon Hill de 202 MW a atteint le stade de l'exploitation commerciale. L'installation est située dans le comté de Logan, en Oklahoma, et toute la production est destinée à Meta Platforms Inc. en vertu d'une entente.

Centrale éolienne de White Rock

Le 1er janvier 2024, la centrale éolienne de White Rock West de 100 MW a atteint le stade de l'exploitation commerciale. Le 22 avril 2024, la centrale éolienne de White Rock East de 202 MW a également été mise en service. Les centrales sont situées dans le comté de Caddo, en Oklahoma, et sont visées par deux contrats d'achat d'électricité (« CAE ») à long terme conclues avec Amazon Energy LLC visant toute la production.

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

Le 22 février 2024, la Société a conclu des ententes de transfert de 10 ans avec un client noté AA- en vue de la vente d'environ 80 % des CIP qui devraient être obtenus grâce aux centrales éoliennes de White Rock et Horizon Hill.

Le 21 juin 2024, la Société a conclu une autre entente de transfert de 10 ans avec un client noté A+ en vue de la vente des 20 % restants des CIP qui devraient être obtenus.

Projet de mise à niveau du réseau de Mount Keith West

Les travaux de construction au projet de mise à niveau du réseau de Mount Keith West ont commencé au quatrième trimestre de 2024 aux termes du CAE conclu avec BHP Nickel West. Ils portent sur la mise à niveau du réseau de 132kV de Mount Keith par le prolongement de l'appareillage de commutation à isolation gazeuse existant et par l'installation de nouveaux transformateurs de 132kV et de nouvelles salles de commutation de 11kV qui remplaceront les anciens appareils de commutation de 11kV situés à la centrale électrique au diesel de TransAlta.

Expansion du réseau de transport de 132kV de Mount Keith

Le projet d'expansion du réseau de 132 kV de Mount Keith a été achevé au cours du premier trimestre de 2024. L'expansion a été élaborée aux termes du CAE en cours conclu avec BHP Nickel West (« BHP »), qui se prolonge jusqu'au 31 décembre 2038. L'expansion permettra de greffer une capacité de production supplémentaire au réseau de transport à l'appui des activités d'exploitation de BHP.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a racheté et annulé un total de 13 467 400 actions ordinaires dans le cadre de son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités au prix moyen de 10,59 $ l'action ordinaire, pour un coût total de 143 M$, taxes incluses.

2023

Le projet d'énergie solaire de Northern Goldfields atteint le stade de l'exploitation commerciale

Le 22 novembre 2023, les installations d'énergie solaire et de stockage d'énergie à batteries de Northern Goldfields de 48 MW ont 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 North de 145 MW en Australie-Occidentale. Les installations sont entièrement visées par un CAE conclu avec BHP et venant à échéance en 2038.

Parcs éoliens de Kent Hills

Nos parcs éoliens de Kent Hills ont été partiellement remis en service au quatrième trimestre de 2023, toutes les éoliennes sont maintenant en service et le projet de remise en état a été achevé au premier trimestre de 2024. Le 2 juin 2022, nous avons 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 CAE conclus avec la Société d'énergie Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») à l'égard de chacun des parcs éoliens 1, 2 et 3 de Kent Hills, 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.

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.

Acquisition de TransAlta Renewables Inc.

Le 5 octobre 2023, la Société a finalisé l'acquisition de TransAlta Renewables pour 1,3 G$, soit 800 M$ en espèces et environ 46 millions d'actions ordinaires de la Société. L'acquisition par TransAlta des actions ordinaires de TransAlta Renewables a fait en sorte que TransAlta Renewables devienne une filiale en propriété exclusive de la Société. Auparavant, TransAlta et les membres du même groupe qu'elle étaient collectivement propriétaires de 60,1 % de TransAlta Renewables.

Renouvellement avec succès du contrat relatif à Pingston

En 2023, la Société a renouvelé avec succès le contrat relatif à l'installation de Pingston pour une durée de 20 ans. Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 45 MW située sur le ruisseau Pingston Creek, en Colombie-Britannique.

2022

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, qui portent intérêt au taux nominal de 7,750 % par année et viennent à échéance le 15 novembre 2029.

La Société a affecté 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.

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 procédé à la signature de 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 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 se prolongent jusqu'au 30 avril 2031 pour quatre clients et jusqu'au 31 décembre 2032 pour les trois autres clients.

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

Le 23 août 2022, TransAlta a obtenu de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« SIERE ») des contrats de capacité visant la centrale de cogénération de Sarnia et l'installation éolienne 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 contrats de capacité s'échelonnent du 1er mai 2026 au 30 avril 2031.

Activités de TransAlta

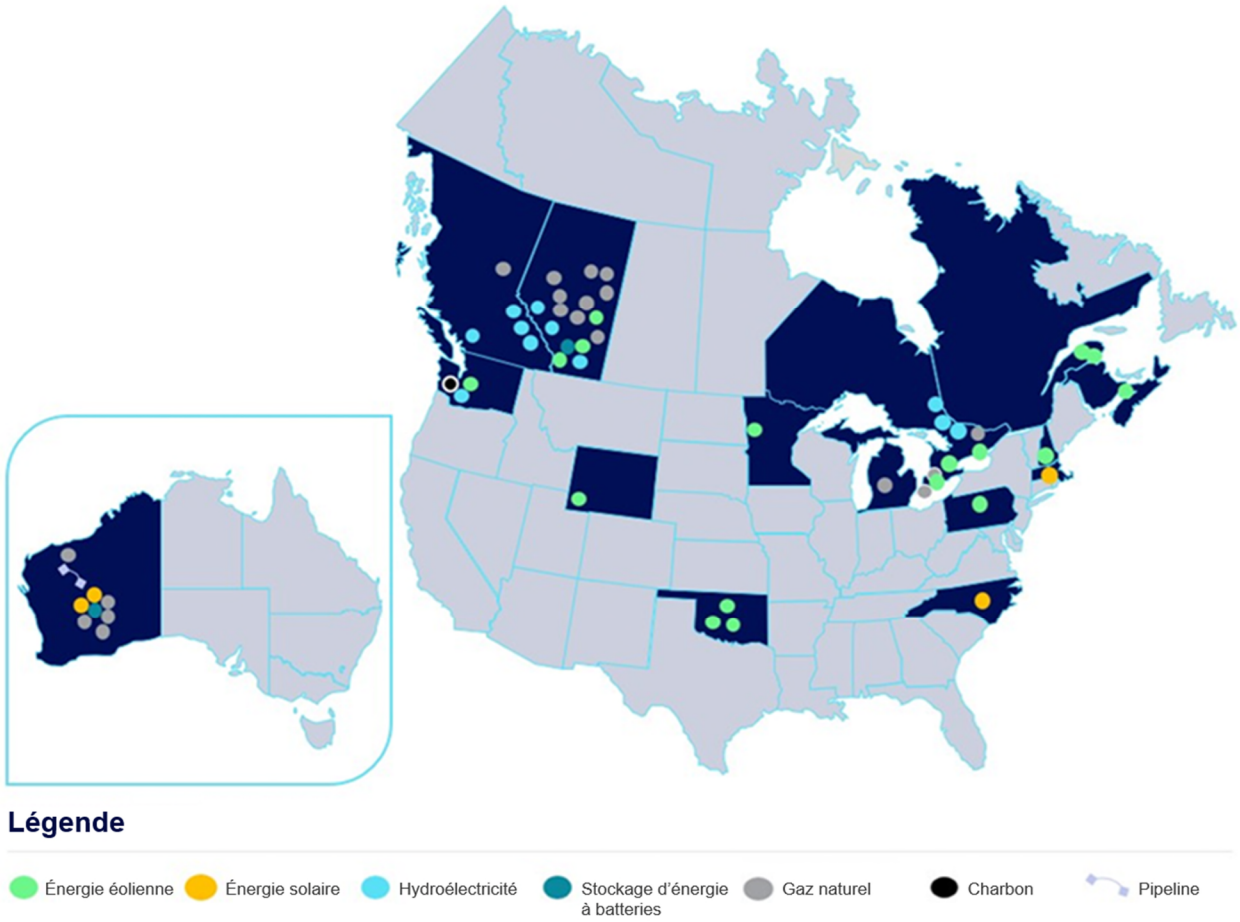
Nos unités Hydroélectricité, Énergie éolienne et solaire, Gaz et Transition énergétique sont chargées de l'exploitation et de la maintenance des centrales de production d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Notre unité Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre parc d'actifs commerciaux en Amérique du Nord (sauf en Alberta), ainsi que de l'approvisionnement en gaz naturel, 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 et de négociation de l'énergie nord-américaine de premier plan.

En Alberta, la Société gère l'exposition des commerçants au moyen de stratégies de couverture visant un vaste bassin de clients commerciaux et industriels, ainsi que de couvertures financières. Une partie importante de notre capacité de production d'électricité de source thermique en Alberta est couverte afin d'offrir une plus grande certitude quant aux flux de trésorerie tout en obtenant des rendements plus élevés pour nos actionnaires grâce à l'optimisation de notre portefeuille de production destiné aux commerçants.

Toutes ces unités sont soutenues par une unité Siège social.

Carte des activités d'exploitation de TransAlta

La carte suivante illustre les activités d'exploitation de la Société en date du 31 décembre 2024 :



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

Unité Hydroélectricité

L'unité Hydroélectricité détient une participation dans une capacité de production 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 de contrats 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 2024 :

Nom de la centrale	Province	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée (MW)[1]	Participation	Capacité détenue (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale[2]	Source des produits[3]	Date d'expiration du contrat[4]
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Bow									
Barrier[5][6]	AB	13	100 %	13	100 %	13	1947	Commercial	–
Bearspaw[5][6]	AB	17	100 %	17	100 %	17	1954	Commercial	–
Cascade[5][6]	AB	36	100 %	36	100 %	36	1942, 1957	Commercial	–
Ghost[5][6]	AB	54	100 %	54	100 %	54	1929, 1954	Commercial	–
Horseshoe[5][6]	AB	14	100 %	14	100 %	14	1911	Commercial	–
Interlakes[5][6]	AB	5	100 %	5	100 %	5	1955	Commercial	–
Kananaskis[5][6]	AB	19	100 %	19	100 %	19	1913, 1951	Commercial	–
Pocaterra[6]	AB	15	100 %	15	100 %	15	1955	Commercial	–
Rundle[5][6]	AB	50	100 %	50	100 %	50	1951, 1960	Commercial	–
Spray[5][6]	AB	112	100 %	112	100 %	112	1951, 1960	Commercial	–
Three Sisters[5]	AB	3	100 %	3	100 %	3	1951	Commercial	–
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Oldman									
Belly River[6]	AB	3	100 %	3	100 %	3	1991	Commercial	–
St. Mary[6]	AB	2	100 %	2	100 %	2	1992	Commercial	–
Taylor[6]	AB	13	100 %	13	100 %	13	2000	Commercial	–
Waterton[6]	AB	3	100 %	3	100 %	3	1992	Commercial	–
Alberta – Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord[6]									
Bighorn[5][6]	AB	120	100 %	120	100 %	120	1972	Commercial	–
Brazeau[5][6]	AB	355	100 %	355	100 %	355	1965, 1967	Commercial	–
BC Hydro									
Akolkolex[6]	BC	10	100 %	10	100 %	10	1995	CLT	2046
Bone Creek[6]	BC	19	100 %	19	100 %	19	2011	CLT	2031
Pingston[6]	BC	45	50 %	22,5	100 %	23	2003, 2004	CLT	2043
Upper Mamquam[6]	BC	25	100 %	25	100 %	25	2005	CLT	2045
Ontario Hydro									
Misema	ON	3	100 %	3	100 %	3	2003	CLT	2027
Moose Rapids[6]	ON	1	100 %	1	100 %	1	1997	CLT	2030
Ragged Chute	ON	7	100 %	7	100 %	7	1991	CLT	2029
Capacité hydroélectrique totale		**944**		**921,5**		**922**			

1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La capacité installée brute tient compte de la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, tandis que la participation nette dans la capacité 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 en 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 — Convention de placement* » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

6) Ces installations sont certifiées ÉcoLogo[MD]. 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 d'une capacité installée de 13 MW située sur la rivière Kananaskis près de Seebe, en Alberta. L'exploitation commerciale a commencé en 1947. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta et génère des crédits de rendement en matière d'émissions (des « CRE ») conformément au système *Technology Innovation and Emissions Reduction* de l'Alberta (le « TIER »).

Bearspaw

La centrale de Bearspaw est une centrale hydroélectrique d'une capacité installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary, en Alberta. 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. 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. 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. 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 en Alberta. 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. 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. 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. 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. 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. 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.

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. L'exploitation commerciale a commencé en 1991. L'électricité produite par la centrale est actuellement 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. L'exploitation commerciale a commencé en 1992. L'électricité produite par la centrale est actuellement 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. 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.

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. L'exploitation commerciale a commencé en 1992. L'électricité produite par la centrale est actuellement 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. 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. 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

La centrale d'Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke, en Colombie-Britannique. 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 Valemount, en Colombie-Britannique. L'exploitation commerciale a commencé en 2011. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE qui prend fin en 2031.

Pingston

La centrale de Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une capacité installée de 45 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 Evolugen Trading and Marketing LP, une filiale de Brookfield. L'exploitation commerciale a commencé en 2003. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE renouvelé de 20 ans qui prend fin le 8 mai 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. L'exploitation commerciale a commencé en 2005. Sa production est vendue à BC Hydro aux termes d'un CAE qui prend fin en 2045.

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. 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. 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 Teminskaming 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. 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.

Unité Énergie éolienne et solaire

Au 31 décembre 2024, l'unité Énergie éolienne et solaire détenait des participations dans environ 2 559 MW de capacité éolienne et solaire 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 huit aux États-Unis, plus précisément dans les États de Washington, du Wyoming, du Minnesota, de l'Oklahoma, 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.

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 et fiscaux 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 CAE à long terme, l'acheteur 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 2024 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée brute[1]	Participation	Capacité nette détenue (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale[2]	Source de produits[3]	Date d'expiration du contrat[4]
Parcs éoliens de l'Alberta									
Ardenville[5]	AB	69	100 %	69	100 %	69	2010	Commerciale	–
Blue Trail et Macleod Flats[5]	AB	69	100 %	69	100 %	69	2009 et 2004	Commerciale	–
Castle River[5][6]	AB	44	100 %	44	100 %	44	1997-2001	Commerciale	–
Cowley North[5]	AB	20	100 %	20	100 %	20	2001	Commerciale	–
Garden Plain	AB	130	100 %	130	100 %	130	2023	CLT	2035-2041

McBride Lake[5)]	AB	75	50 %	38	100 %	38	2004	CLT	–
Oldman[5)]	AB	4	100 %	4	100 %	4	2007	Commerciale	–
Sinnott[5)]	AB	5	100 %	5	100 %	5	2001	Commerciale	–
Soderglen[5)]	AB	71	50 %	36	100 %	36	2006	Commerciale	–
Summerview 1[5)]	AB	68	100 %	68	100 %	68	2004	Commerciale	–
Summerview 2[5)]	AB	66	100 %	66	100 %	66	2010	Commerciale	–
Windrise	AB	206	100 %	206	100 %	206	2021	CLT	2041
Stockage d'énergie à batteries en Alberta									
WindCharger	AB	10	100 %	10	100 %	10	2020	Commerciale	–
Centrales éoliennes dans l'est du Canada									
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[5)7)]	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[5)]	QC	68	100 %	68	100 %	68	2013	CLT	2033
Wolfe Island	ON	198	100 %	198	100 %	198	2009	CLT	2029
Centrales éoliennes aux États-Unis									
Antrim	NH	29	100 %	29	100 %	29	2019	CLT	2039
Big Level	PA	90	100 %	90	100 %	90	2019	CLT	2034
Horizon Hill	OK	202	100 %	202	100 %	202	2024	CLT	–
Lakeswind	MN	50	100 %	50	100 %	50	2014	CLT	2034
Skookumchuck Wind	WA	137	49 %	67	100 %	67	2020	CLT	2040
White Rock East	OK	202	100 %	202	100 %	202	2024	CLT	–
White Rock West	OK	100	100 %	100	100 %	100	2024	CLT	–
Parc éolien du Wyoming	WY	140	100 %	140	100 %	140	2003	CLT	2028
Centrales solaires aux États-Unis									
Mass Solar[7)]	MA	21	100 %	21	100 %	21	2012-2015	CLT	2032-2045
North Carolina Solar[7)]	NC	122	100 %	122	100 %	122	2019-2021	CLT	2033
Parc éolien en Australie									
Northern Goldfields[7)]	WA	38	100 %	38	100 %	38	2023	CLT	2038
Stockage d'énergie à batteries en Australie									
Batteries à Northern Goldfields	WA	10	100 %	10	100 %	10	2023	CLT	2038
Capacité totale de l'unité Énergie éolienne et solaire		**2 729**		**2 587**		**2 559**			

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 nette dans la capacité 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 en 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, ou les modalités de certains contrats sont confidentielles et n'ont pas été communiquées.

5) Ces installations sont certifiées ÉcoLogo[MD]. 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 six turbines supplémentaires à d'autres emplacements.

7) Comprend plusieurs centrales.

Parcs éoliens de l'Alberta

Ardenville

Ardenville est un parc éolien de 69 MW situé à environ 14 kilomètres au sud de Fort Macleod. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2010. Elle satisfait aux critères d'admissibilité d'une centrale participante (*opted-in facility*) en vertu de l'article 4 du règlement TIER, et qui opte volontairement pour l'application du règlement afin de pouvoir générer des crédits de rendement en matière d'émissions (une « centrale participante »). Une centrale participante n'est pas considérée comme un grand émetteur de gaz à effet de serre (« GES ») et, par conséquent, nous avons choisi de participer au TIER. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Blue Trail et Macleod Flats

Blue Trail est une centrale éolienne de 66 MW 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 aux termes du TIER.

Macleod Flats est une centrale éolienne de 3 MW 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 située au sud-ouest de Pincher Creek. Cette centrale comprend aussi six autres éoliennes, totalisant 4 MW, situées séparément dans les régions du comté de Cardston et 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 actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Cowley North

Cowley North est une centrale éolienne de 19,5 MW 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 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 CAE conclu avec Pembina qui expire en 2041 et les 30 MW restants aux termes d'un CAE conclu avec PepsiCo qui expire en 2035.

McBride Lake

McBride Lake est un parc éolien de 75,2 MW 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. Un CAE d'une durée de 20 ans ayant été conclu avec ENMAX Energy Corporation a pris fin le 30 avril 2024 et la production de ce parc est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Oldman

Oldman est une centrale éolienne de 3,6 MW 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 5 MW 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

Soderglen est une centrale éolienne de 71 MW 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 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 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 participante aux termes du TIER.

Windrise

Windrise est une centrale éolienne de 206 MW 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 CAE 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 participante aux termes du TIER.

Centrales éoliennes dans l'est du Canada

Kent Breeze

Kent Breeze est une centrale éolienne de 20 MW 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 CAE de 20 ans qui prend fin en 2031.

Kent Hills 1

Kent Hills 1 est une centrale éolienne de 96 MW 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 le développement de ce projet, détient une participation de 17 %. La production de cette installation est vendue aux termes d'un CAE conclu avec Énergie NB qui vient à échéance en 2045.

Kent Hills 2

Kent Hills 2 est une centrale éolienne de 54 MW 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 le développement de ce projet, détient une participation de 17 %. Le 2 juin 2022, la Société a annoncé la prolongation du CAE précédent venant à échéance en 2035 pour une durée supplémentaire de 10 ans jusqu'en décembre 2045.

Kent Hills 3

Kent Hills 3 est une centrale éolienne de 17,25 MW située près de Moncton, au Nouveau-Brunswick. La centrale a commencé ses activités commerciales en novembre 2018. 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 le développement de ce projet, détient une participation de 17 %. Le 2 juin 2022, nous avons annoncé la prolongation du CAE précédent venant à échéance en 2035 pour une durée supplémentaire de 10 ans jusqu'en décembre 2045.

Le Nordais

Le Nordais est une centrale éolienne de 97,5 MW située en Gaspésie, au Québec. La centrale comprend deux sites, Cap-Chat avec 74 turbines et Matane 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 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 CAE qui expire en 2026; un nouveau contrat de capacité à moyen terme de niveau 1 (« MT1 ») avec la SIERE débutera le 1er mai 2026 et se terminera le 30 avril 2031. La Société a soumis une offre contraignante en janvier 2025 visant une participation dans le contrat sur l'énergie à moyen terme de niveau 2 (« MT2e ») d'une durée de 5 ans qui sera accordé d'ici le 1er avril 2025. S'il est conclu, ce contrat remplacera le contrat MT1 et sera en vigueur du 1er mai 2026 au 30 avril 2031.

Melancthon 2

Melancthon 2 est une centrale éolienne de 132 MW 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 CAE venant à échéance en 2028. La Société a soumis une offre contraignante en janvier 2025 visant une participation dans le contrat MT2e d'une durée de 5 ans qui sera accordé d'ici le 1er avril 2025. Si ce contrat est conclu, le CAE en vigueur sera prolongé jusqu'au 30 avril 2029 et le contrat MT2e sera en vigueur du 1er mai 2029 au 30 avril 2034.

New Richmond

New Richmond est une centrale éolienne de 68 MW 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 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 CAE arrivant à échéance en 2029. La Société a soumis une offre contraignante en janvier 2025 visant une participation dans le contrat MT2e d'une durée de 5 ans qui sera accordé d'ici le 1er avril 2025. Si ce contrat est conclu, il sera mis fin au CAE en vigueur plus tôt et le contrat MT2e sera en vigueur du 1er mai 2029 au 30 avril 2034.

Centrales éoliennes et solaires aux États-Unis

Antrim

Antrim est un parc éolien de 28,8 MW 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 CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2039 conclus avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric. Un total de 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 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 CAE conclu avec Microsoft qui vient à échéance en 2034. Un total de 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.

Horizon Hill

Horizon Hill est une installation éolienne de 202 MW située dans le comté de Logan, en Oklahoma. La totalité (100 %) de la production du projet est vendue à Meta dans le cadre d'un CAE à long terme. Aux termes du CAE, Meta reçoit à la fois de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux. Les installations de Horizon Hill ont atteint le

stade de l'exploitation commerciale le 21 mai 2024. La Société a conclu deux ententes de transfert d'une durée de 10 ans avec des clients notés A+ et AA- en vue de la vente de tous les crédits d'impôt à la production que devraient produire les installations de Horizon Hill, White Rock East et White Rock West. Voir la rubrique « Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Lakeswind

Lakeswind est un parc éolien de 50 MW situé près de Rollag, dans le Minnesota. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAE 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 comprennent plusieurs sites situés au Massachusetts et qui sont visés par des CAE à long terme venant à échéance entre 2032 et 2045, conclus avec plusieurs parties contractantes de grande qualité.

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 CAE à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy et automatiquement prolongés, à moins qu'ils ne soient résiliés par l'une des parties.

Skookumchuck

Skookumchuck est un parc éolien de 137 MW 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 CAE 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.

White Rock East et White Rock West

White Rock East et White Rock West sont des installations éoliennes de 201,5 MW et de 99,5 MW situées dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu avec Amazon deux CAE à long terme visant l'achat de toute la production de ses deux installations. L'exploitation commerciale à White Rock West a commencé le 1er janvier 2024, et elle a commencé le 22 avril 2024 à White Rock East. La Société a conclu deux ententes de transfert d'une durée de 10 ans avec des clients notés A+ et AA- en vue de la vente de tous les crédits d'impôt à la production prévus que devraient produire les installations de Horizon Hill, White Rock East et White Rock West. Voir la rubrique « Développement général de l'activité – Historique des trois derniers exercices » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Wyoming

Wyoming est une centrale éolienne de 140 MW située près d'Evanston, dans le Wyoming. La centrale a commencé ses activités commerciales en décembre 2003 et elle est visée par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une contrepartie de première qualité.

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

Énergie solaire à Northern Goldfields

L'installation d'énergie solaire à Northern 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 North en 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 conclu avec BHP qui est en vigueur jusqu'en 2038. Voir la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Unité Gaz

L'unité Gaz détient une participation nette dans la capacité de 4 525 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 2024 :

Nom de la centrale	Province/ État	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée brute (MW)[1]	Participation	Participation nette dans la capacité (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale	Source des produits[2]	Date d'expiration du contrat[3]
Colombie-Britannique									
McMahon	BC	120	50 %	60	100 %	60	1993	CLT	2029
Alberta									
Battle River 4	AB	155	100 %	155	100 %	155	1975	Commerciale	-
Battle River 5	AB	395	100 %	395	100 %	395	1981	Commerciale	-
Fort Saskatchewan	AB	118	60 %	71	50 %	35	1999	CLT/Commerciale	2029
Joffre	AB	474	40 %	190	100 %	190	2000	CLT/Commerciale	2041
Unité n° 2 de Keephills	AB	395	100 %	395	100 %	395	1984	Commerciale	-
Unité n° 3 de Keephills	AB	466	100 %	466	100 %	466	2011	Commerciale	-
Muskeg River	AB	202	100 %	202	100 %	202	2003	CLT	2042
Poplar Creek[4]	AB	230	100 %	230	100 %	230	2001	CLT	2030
Primrose	AB	100	50 %	50	100 %	50	1998	CLT	2028
Scotford	AB	195	100 %	195	100 %	195	2003	CLT/Commerciale	2043
Unité n° 1 de Sheerness	AB	400	100 %	400	75 %	300	1986	Commerciale	-
Unité n° 2 de Sheerness	AB	400	100 %	400	75 %	300	1990	Commerciale	-
Unité n° 6 de Sundance	AB	401	100 %	401	100 %	401	1980	Commerciale	-
Valleyview 1	AB	50	100 %	50	100 %	50	2001	Commerciale	-
Valleyview 2	AB	50	100 %	50	100 %	50	2008	Commerciale	-
Capacité gazière totale de l'Alberta		**4 031**		**3 650**		**3 414**			
Ontario et États-Unis									
Ada	MI	29	100 %	29	100 %	29	1991	CLT	2026
Ottawa	ON	74	100 %	74	50 %	37	1992	CLT/Commerciale	2033
Sarnia	ON	499	100 %	499	100 %	499	2003	CLT	2031
Windsor	ON	72	100 %	72	50 %	36	1996	CLT/Commerciale	2031
Capacité gazière totale de l'Ontario et des États-Unis		**674**		**674**		**601**			
Australie									
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	2027
South Hedland	WA	150	100 %	150	100 %	150	2017	CLT	2042
Southern Cross[5]	WA	245	100 %	245	100 %	245	1996	CLT	2038
Capacité gazière totale de l'Australie		**505**		**450**		**450**			
Capacité gazière totale		**5 330**		**4 834**		**4 525**			

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 nette dans la capacité 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) La grande majorité des installations en exploitation sous contrat de la Société bénéficient de dispositions de rajustement en fonction de l'inflation qui s'appliquent à la totalité ou à une partie de nos produits des activités ordinaires aux termes de ces contrats.

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

4) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor Énergie Inc. (« Suncor »).

5) Comprend quatre centrales, sauf les centrales de Northern Goldfields, qui font partie de l'unité Énergie éolienne et solaire.

Centrales alimentées au gaz de la Colombie-Britannique

McMahon

La centrale de cogénération au gaz naturel de McMahon est située à Taylor. La centrale de 120 MW est exploitée depuis 1993 et est entièrement visée par des contrats avec Brookfield et NorthRiver Midstream en ce qui concerne la vapeur et avec BC Hydro en ce qui concerne l'électricité jusqu'en 2029.

Centrales alimentées au gaz de l'Alberta

Battle River 4 et 5

Les installations de Battle River 4 et 5 sont situées près de Forestburg. Elles ont respectivement une capacité de 155 MW et de 395 MW depuis leur conversion au gaz naturel en 2021 et en 2019, respectivement. La fin de la durée d'utilité réglementaire de Battle River 4 et 5 est prévue pour 2033 et 2037, respectivement. Toute la production est actuellement vendue sur le marché de l'électricité 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 1er janvier 2020, avec l'option de deux prolongations de cinq ans. Toute la production est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Joffre

La centrale de cogénération au gaz naturel de Joffre est située à Red Deer. TransAlta détient une participation de 40 % dans la centrale, alors que Capital Power et Nova Chemicals en détiennent respectivement 40 % et 20 %. La centrale de 474 MW de Joffre est exploitée depuis 2000 et 26 % (122 MW) de sa production est destinée à Nova Chemicals aux termes d'un contrat en vigueur jusqu'en 2041. Le reste de la production d'électricité qui n'est pas visée par des contrats est vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Keephills 2

L'unité nº 2 de Keephills est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton. L'unité nº 2 de Keephills de 395 MW, alimentée au gaz, a terminé sa conversion au gaz naturel en 2021. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2037. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Keephills 3

L'unité nº 3 de Keephills est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton. L'unité nº 3 de Keephills de 466 MW, alimentée au gaz, a achevé sa conversion au gaz naturel en 2021. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2039. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Muskeg River

La centrale de cogénération au gaz naturel de Muskeg River est située à Fort McMurray. La centrale de 202 MW est exploitée depuis 2003 et toute sa production est visée par un contrat conclu avec le projet des sables pétrolifères de l'Athabasca, dont font partie Canadian Natural Resources Limited (« CNRL »), Chevron et Shell, jusqu'en 2042.

Poplar Creek

La centrale de cogénération au gaz naturel 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. En 2015, 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 la centrale de Poplar Creek sera transférée à Suncor le 31 décembre 2030.

Primrose

La centrale de cogénération au gaz naturel de Primrose est située près de Bonnyville. TransAlta détient une participation de 50 % dans la centrale, alors que CNRL détient les 50 % restants. La centrale de 100 MW est exploitée depuis 1998 et toute sa production est visée par un contrat conclu avec CNRL jusqu'en 2028, date à laquelle la centrale sera transférée à CNRL à l'expiration du CAE sans autre obligation pour TransAlta.

Scotford

La centrale de cogénération au gaz naturel de Scotford est située au nord-est de Fort Saskatchewan. La centrale de Scotford de 195 MW est exploitée depuis 2003 et toute sa production est visée par un contrat conclu avec CNRL, Chevron et Shell jusqu'en 2043.

Sheerness 1 et 2

Les centrales Sheerness 1 et 2 sont situées à environ 200 kilomètres au nord-est de Calgary. La centrale Sheerness 1 de 400 MW et la centrale Sheerness 2 de 400 MW sont alimentées au gaz et ont achevé leur conversion au gaz naturel en 2021 et 2020, respectivement. La fin de la durée d'utilité réglementaire de ces unités est prévue pour 2037. L'électricité produite par les centrales est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

Sundance 6

L'unité nº 6 de Sundance est située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton. Il s'agit d'une unité de 401 MW alimentée au gaz dont la conversion au gaz naturel a été achevée en 2021. La fin de la durée d'utilité réglementaire de cette unité est prévue pour 2037. L'électricité produite par la centrale est actuellement vendue sur le marché de l'électricité de l'Alberta. En novembre 2024, la Société a annoncé l'arrêt des activités de la centrale à la fin du premier trimestre de 2025.

Valleyview 1 et 2

Les centrales au gaz naturel à turbine à gaz à cycle simple de Valleyview 1 et 2 sont situées à Valleyview. La centrale Valleyview 1 de 50 MW et la centrale Valleyview 2 de 50 MW sont exploitées depuis 2001 et 2008, respectivement. Toute la production est actuellement 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 nº 3 de la centrale alimentée au charbon de Keephills et de la centrale alimentée au charbon de Sheerness. Aux termes de l'accord relatif à l'abandon du charbon, nous avons le droit de toucher des paiements annuels en espèces d'environ 41 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.

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. 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.

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 1er décembre 2016, la centrale de Windsor a commencé à être exploitée aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE pour une durée de 15 ans et portant sur une capacité maximale de 72 MW. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à 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. 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 naturel 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 2027. 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, qui a atteint le stade de l'exploitation commerciale en 2017. L'installation est sous contrat avec deux clients. Horizon Power, société d'État qui fournit l'électricité dans la région, a conclu un contrat lui conférant une capacité de 110 MW jusqu'en 2042. Le second client est le secteur des activités portuaires de FMG, qui obtient une capacité de 35 MW jusqu'en 2037.

Southern Cross Energy

Southern Cross Energy Partnership (« SCE ») possède des centrales à Mount Keith, à Leinster, à Kalgoorlie et à Kambalda. Au total, ces centrales disposent d'une capacité mixte alimentée au gaz et au diesel de 245 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 distinctes 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). SCE a également achevé l'expansion du réseau de transport de 132 kV de Mount Keith pour soutenir les activités d'exploitation de BHP à Northern Goldfields au premier trimestre de 2024.

Le CAE conclu avec BHP visant ces centrales vient à échéance le 31 décembre 2038 et prévoit notamment que SCE a le droit exclusif de fournir de l'électricité et des infrastructures de transport et de distribution aux activités minières de BHP situées dans une zone précise de la région de Goldfields en Australie-Occidentale pendant la durée du CAE.

Le CAE 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 et le projet de stockage d'énergie à batteries de Mount Keith et de Leinster à Northern Goldfields qui ont atteint le stade de l'exploitation commerciale en novembre 2023. D'autres projets sont en cours de développement et de construction. Voir la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Le 11 juillet 2024, BHP a annoncé une période de suspension temporaire de ses activités de production de nickel en Australie-Occidentale en réponse à la perspective de faiblesse du prix du nickel. Le CAE demeure en vigueur, et SCE collabore étroitement avec BHP à la gestion de l'incidence d'une baisse de la production. BHP entend réévaluer sa décision de suspendre temporairement ses activités liées au nickel en Australie-Occidentale d'ici février 2027.

Unité Transition énergétique

L'unité Transition énergétique détient une participation nette de 671 MW de capacité de production. Les deux installations sont situées aux États-Unis.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos installations en transition énergétique au 31 décembre 2024 :

Nom de la centrale	Province/État	Capacité nominale (MW)[1]	Participation consolidée	Capacité installée brute[1]	Participation	Participation nette dans la capacité (MW)[1]	Date du début de l'exploitation commerciale	Source des produits	Date d'expiration du contrat
États-Unis									
Centralia	WA	670	100 %	670	100 %	670	1971	CLT/ Commerciale	2025
Skookumchuck[2]	WA	1	100 %	1	100 %	1	1970	CLT	2025
Capacité de transition énergétique totale		**671**		**671**		**671**			

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

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

Centralia

La centrale au charbon de Centralia est située à Centralia, dans l'État de Washington, et se compose d'une unité de 670 MW. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un CAE d'une durée de 11 ans en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournit de l'électricité à Puget Sound Energy. Le contrat prend fin le 31 décembre 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 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.

Depuis 2015, nous avons investi 55 M$ US dans des projets de promotion de l'efficacité énergétique, de développement économique, de développement de la collectivité, de formation et de recyclage professionnel dans l'État de Washington. Les initiatives constituent 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 fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011)

(le « projet de loi »). Ce projet de loi est un accord entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington.

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 nos centrales de Centralia. Le 7 décembre 2020, nous avons conclu un CAE 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 2024. 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'alinéa 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'alinéa 104(d)	Nombre total de violations évidentes en vertu de l'alinéa 110(b)(2)	Nombre total d'ordonnances en cas de danger imminent en vertu de l'alinéa 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'alinéa 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'alinéa 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période
4500416	10[1)]	0	0	0	0	1 430[2)]	0	Non	Non	0

1) Infractions en vertu de l'alinéa 104 : TransAlta Centralia Mining (9 infractions) et Dickson Company (sous-traitant) (1 infraction).

2) Assignations 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. 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 1er 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 nº 2 de la centrale thermique de Centralia cessera de fonctionner au charbon le 31 décembre 2025.

Unité Commercialisation de l'énergie

Notre unité 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.

L'unité 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 de l'unité 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. L'unité 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 au goodwill 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. L'unité Commercialisation de l'énergie gère activement les risques dans le respect des limites approuvées par nos politiques de gouvernance.

Unité Siège social

Notre unité 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 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 « Unité Gaz » 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. La participation restante de 17 % est 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.

Environnement concurrentiel

La production d'électricité est en pleine transformation, et la demande d'électricité risque d'augmenter considérablement à long terme en raison de la tendance générale à l'électrification. 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;
- Parallèlement, le besoin de fiabilité et la valeur de celle-ci pour les réseaux d'électricité dans l'ensemble du portefeuille de TransAlta deviennent une priorité pour les exploitants de réseaux et les clients. Des débouchés pour la production d'électricité au gaz conventionnelle sont en train d'être déterminés, alors que les réseaux cherchent à équilibrer la demande d'énergie renouvelable avec le besoin de production fiable;
- La demande croissante d'électricité, en raison de l'électrification et du nombre croissant de centres de données, stimule la croissance de la production. 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. Parallèlement, la demande croissante liée à l'intelligence artificielle et à l'essor des centres de données entraîne une hausse des prévisions concernant la demande.

Alberta

Environ 58 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. En date du 31 décembre 2024, 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, de centrales de cogénération au gaz naturel et de centrales d'énergie thermique alimentées au gaz naturel converties. Cet équilibre des types de combustibles nous permet de diversifier notre portefeuille de production et 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 contrats de couvertures financières et/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 de l'Alberta a augmenté d'environ 3 % de 2023 à 2024. Le prix commun moyen en Alberta a diminué pour passer de 134 $/MWh en 2023 à 63 $/MWh en 2024. Bien que la croissance de la demande ait été positive, la baisse du prix du gaz naturel et les ajouts à l'offre, comme les énergies renouvelables, le gaz naturel et la cogénération, ont fait en sorte que l'offre sur le marché a été plus abondante qu'en 2023.

À l'heure actuelle, 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* (la « LTPGES ») adoptée par le gouvernement fédéral du Canada, qui établit un prix pour les émissions de GES à l'échelle nationale, chaque province devant instaurer une politique en matière de GES équivalente selon laquelle le prix du carbone s'établirait à 170 $ la tonne d'ici 2030. Nous estimons que notre portefeuille d'actifs nous offrira des possibilités de réaménagement 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 devrait 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 avec Puget Sound Energy portant sur une production pouvant atteindre 300 MW sur la durée de vie résiduelle de la centrale de Centralia. 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 gaz naturel et l'or. Les exportations de marchandises de l'Australie-Occidentale occupent une importante partie de l'économie grâce aux grands producteurs solvables. Dans le secteur minier en région éloignée, on explore diverses options en vue d'ajouter la production d'énergie renouvelable assortie de possibilités fermes de production thermique et de stockage d'énergie à batteries aux installations existantes et nouvelles dans le but de réduire les quantités de gaz et de diesel qui y sont consommées. Nous nous attendons à ce que cette tendance se poursuive et crée de nouvelles occasions pour nos activités en Australie-Occidentale.

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 visons à réduire notre coût du capital et à 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 de les développer. En ce qui concerne la cogénération, nous collaborons avec des équipes de développement et de construction chevronnées 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 de la production d'électricité et de la capacité de stockage limitée; et b) de la nature 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. De plus, le *Règlement sur l'électricité propre* (le « REC »), que le gouvernement fédéral du Canada a pris

le 17 décembre 2024, impose d'autres limites d'émissions aux installations de production d'électricité au Canada. Pour de plus amples renseignements, voir les rubriques « *Gestion des risques environnementaux – Information financière relative aux changements climatiques* » et « *Gestion des risques environnementaux – Canada* » de la présente notice annuelle.

Alberta

Une structure concurrentielle de marché de gros de l'énergie est établie en Alberta, où les producteurs offrent leur électricité sur un réseau d'électricité mise en commun et où cette offre est équilibrée par rapport à la demande d'électricité. Les prix d'équilibre du marché sont déterminés par l'offre et la demande sur le marché de l'électricité de gros. Depuis le premier trimestre de 2024, le gouvernement de l'Alberta et l'AESO planchent sur un marché de l'énergie restructuré (MER) qui remplacera la structure actuelle du marché et devrait être lancé en 2027.

Le 3 juillet 2024, le ministre de l'Abordabilité et des Services publics de l'Alberta a envoyé une lettre à l'AESO dans laquelle il expose un projet de structure préliminaire pour le MER qui comprend : (i) un marché à un jour obligatoire; (ii) un examen des prix plancher et plafond sur le marché de l'électricité de gros; (iii) un prix uniforme à l'échelle du réseau; (iv) une co-optimisation des marchés de l'énergie et des services connexes; et (v) une optimisation de la répartition en fonction des contraintes de transport. Le MER prévoit d'autres changements qui auront une incidence sur le marché de l'énergie de l'Alberta, notamment l'abandon du modèle de planification sans congestion au profit d'une « norme de transport à planification optimale » et d'un mécanisme de réserve stratégique pour la conclusion de contrats de production hors marché en vue d'assurer la fiabilité. L'AESO a organisé des séances de développement détaillées en consultation avec des parties prenantes de l'industrie en octobre 2024 et a publié un projet de structure préliminaire du MER en décembre 2024 pour obtenir les commentaires des parties prenantes. Le MER détaillé devrait être élaboré au premier trimestre et au début du deuxième trimestre de 2025. Le gouvernement provincial prévoit proposer des modifications législatives au printemps 2025 visant la mise en œuvre du MER, et suivront ensuite des travaux d'élaboration des règles du marché de l'AESO de décembre 2025 à décembre 2026 avant la mise en œuvre du REM en 2027.

Le gouvernement de l'Alberta continue également d'apporter des modifications au cadre réglementaire concernant le développement d'installations d'énergie renouvelable. Ces travaux font suite à la suspension par le gouvernement de la délivrance des approbations de centrales électriques pour les nouvelles installations d'énergie renouvelable du 3 août 2023 au 29 février 2024 et aux recommandations découlant de l'enquête de l'Alberta Utilities Commission qui a eu lieu au même moment. Le 6 décembre 2024, le gouvernement a publié un nouveau règlement sur l'utilisation des terres et l'évaluation visuelle pour le réseau d'électricité intitulé *Electric Energy Land Use and Visual Assessment Regulation* qui établit les exigences relatives à l'évaluation de l'impact visuel pour les projets d'installations d'énergie renouvelable dans les zones tampons et les zones d'évaluation de l'impact visuel et les exigences relatives à l'évaluation de l'impact sur l'agriculture des projets d'installations d'énergie renouvelable sur des terres agricoles de grande qualité (terres de catégories 1 et 2 et terres de catégorie 3 dans certaines régions). Le gouvernement de l'Alberta modifie également les règlements intitulés *Activities Designation Regulation* et *Conservation and Reclamation Regulation* afin d'obliger les exploitants d'énergie renouvelable à fournir au gouvernement de l'Alberta une garantie suffisante pour couvrir les coûts estimatifs de mise hors service et de remise en état, ou à fournir une preuve que cette garantie a été fournie aux propriétaires fonciers visés par la demande aux termes d'un bail de surface.

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 CAE à long terme par la SIERE auprès de producteurs d'électricité. Le ministère de l'Énergie et de l'Électrification de l'Ontario soutient la SIERE en déterminant la combinaison des sources d'électricité que celle-ci doit obtenir. La SIERE a le mandat d'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 à l'élaboration du manuel du marché et à la mise à l'essai, à la finalisation et à l'approbation des règles en vue de mettre en œuvre le programme de renouvellement du marché au deuxième trimestre de 2025. 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. L'incidence sur les installations existantes est atténuée par les contrats existants et les projets de modification connexes qui tiennent compte des

incidences du programme de renouvellement du marché (p. ex. les contrats de capacité pour les centrales au gaz et les ententes d'achat d'électricité de source éolienne pour les parcs éoliens). La SIERE coordonne ses modifications du marché de l'énergie au moyen de nouveaux achats d'adéquation des ressources, y compris les nouveaux types de contrat pour 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 minime 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 en bloc. La FERC a certifié la North American Electric Reliability Corporation (la « NERC ») en tant qu'organisme responsable de la fiabilité du réseau d'électricité. La NERC a promulgué des normes de fiabilité obligatoires et, de concert avec les organismes responsables de la fiabilité régionaux relevant de la FERC et de la NERC, applique ces normes de fiabilité obligatoires.

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

Washington

Les installations de Centralia et de Skookumchuck sont exploitées dans l'État de Washington. La Washington Transportation and Utilities Commission (la « WTUC ») a le pouvoir de réglementer et de superviser tous les services publics, ce qui comprend les services d'électricité appartenant à des investisseurs. Dans le cas des services 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 uniquement 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 revenus.

Australie

L'Australie compte deux grands marchés de l'électricité distincts : le National Electricity Market (le « NEM »), qui englobe tous les grands centres de population de la côte est, et le Wholesale Electricity Market (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 North-West Interconnected System (le « NWIS ») dans la région de Pilbara, en Australie-Occidentale, et le réseau Darwin-Katherine System, 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, étatiques 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 partiellement 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 2024, nous avons revu et mis à jour notre plan de transition climatique et préparé des mesures financières liées aux changements climatiques. Voir la rubrique « *Sustainability* » du rapport intégré de 2024 pour de plus amples renseignements.

Canada

Tarification fédérale du carbone et réglementation sur les émissions de GES

La LTPGES du gouvernement fédéral canadien est entrée en vigueur le 21 juin 2018. En vertu de la LTPGES, le gouvernement fédéral du Canada a instauré un prix national sur les émissions de GES. 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 d'équivalent dioxyde de carbone (« éq. CO_2 ») en 2023, avec des augmentations de 15 $ par année pour atteindre 170 $ la tonne d'ici 2030.

En mars 2022, ECCC a publié un document de réflexion concernant le REP visant à atteindre un secteur de l'électricité carboneutre au Canada d'ici 2035. Le projet de REP a été publié en août 2023 dans la Gazette du Canada, Partie I, et le règlement définitif a été promulgué le 17 décembre 2024 en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Le REP impose une limite annuelle d'émissions (la « limite annuelle ») aux unités de production d'électricité alimentées aux combustibles fossiles en fonction de la capacité de production de chaque unité, de son nombre d'heures de fonctionnement chaque année et de l'intensité des émissions applicable. L'intensité des émissions applicable est de 65 tonnes d'éq. CO_2/GWh de 2035 à 2049, période durant laquelle les unités réglementées peuvent émettre jusqu'à 35 t/GWh au-dessus de la limite annuelle en échange d'une quantité équivalente de crédits compensatoires admissibles. L'intensité des émissions applicable sera abaissée à 0 t/GWh en 2050, mais jusqu'à 42 t/GWh d'émissions seront autorisées en échange d'une quantité équivalente de crédits compensatoires admissibles. Les crédits compensatoires admissibles sont ceux qui sont accordés ou constatés en vertu de la LTPGES, y compris plusieurs protocoles de compensation aux termes du TIER. Sauf dans certains cas, la limite annuelle s'appliquera à la plupart des unités de production à compter du 1er janvier 2035. Pour l'instant, TransAlta ne s'attend pas à ce que le REP ait une incidence importante sur son entreprise.

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.

Plafonnement des émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier

En décembre 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté un projet d'encadrement pour plafonner les émissions du secteur pétrolier et gazier. La consultation sur le projet d'encadrement est toujours en cours. Le projet de *Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier* a été présenté le 4 novembre 2024. Il fixerait un plafond sur les émissions de GES dans le secteur équivalant à 35 % sous le niveau de 2019 et créerait un système de plafonnement et d'échange afin d'encourager la réduction des émissions et de promouvoir la conformité dans l'ensemble du secteur. Le mécanisme de plafonnement et d'échange proposé devrait permettre la reconnaissance croisée des crédits compensatoires provenant d'autres régimes de réduction des émissions, mais l'articulation entre le mécanisme de plafonnement et d'échange proposé et des règlements comme le TIER reste floue. La période de consultation publique sur le projet de règlement a pris fin le 8 janvier 2025. Le gouvernement devrait maintenant publier le règlement définitif plus tard en 2025. Étant donné les implications pour TransAlta de l'utilisation des crédits compensatoires provinciaux comme mécanisme de conformité, nous demeurerons à l'affût des nouveautés et continuerons de participer, au besoin, à l'élaboration du règlement définitif.

Alberta

Réglementation visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre

Les installations dont les émissions ne respectent pas la norme établie doivent se conformer au TIER comme suit : a) en effectuant des paiements au fonds TIER au prix du carbone courant (un fonds contrôlé par le gouvernement provincial qui investit dans la réduction des émissions dans la province); b) en procédant à des réductions d'émissions 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 à l'*Administrative Penalty Regulation* ont été annoncées afin de s'arrimer aux exigences du gouvernement fédéral du Canada établies en vertu de la LTPGES. Parmi ces modifications figurent les suivantes :

- Le tarif pour le financement du TIER pour la période de 2023 à 2030 a été fixé par arrêté ministériel à 65 $ la tonne d'éq. CO_2 en 2023 et augmente de 15 $ la tonne d'éq. CO_2 chaque année pour atteindre 170 $ la tonne d'éq. CO_2 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_2/MWh en 2023 à 0,3108 tonne d'éq. CO_2/MWh en 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 compensatoires 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 compensatoires 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 1er 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 afin de s'arrimer aux exigences du gouvernement fédéral du Canada établies en vertu de la LTPGES. 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_2 par MWh en 2022 à 0,31 tonne d'éq. CO_2 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 certains types d'actifs déterminés 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

Après son investiture le 20 janvier 2025, le président Trump a signé un décret présidentiel ordonnant le retrait des États-Unis de l'Accord de Paris. Les États-Unis pourraient réduire leurs engagements actuels en matière de climat, mais les gouvernements des États pourraient décider de maintenir les cibles advenant le cas. Parmi les engagements actuels en matière de réduction des émissions de carbone figurent une réduction de 50 % à 52 % des émissions à l'échelle du pays 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 actuellement des mesures incitatives fédérales 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 d'État exerçant leurs activités selon des normes relatives aux portefeuilles d'énergie renouvelable et des systèmes de tarification du carbone. Tout comme au Canada, des évaluations indépendantes suggèrent que les États-Unis auront besoin d'une croissance importante de la production d'énergie carboneutre pour atteindre leurs cibles nationales en matière de climat.

État de Washington

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

En 2010, le bureau du gouverneur et le Department of Ecology de l'État de Washington ont négocié des ententes avec TransAlta pour mettre hors service les deux unités de production d'électricité alimentées au charbon de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur le changement climatique de l'État. Nous croyons actuellement que, compte tenu de ces engagements, il n'y aura pas d'exigences réglementaires additionnelles en matière de GES visant Centralia. La loi intitulée TransAlta Energy Transition Bill a été adoptée en 2011 et prévoit un cadre pour la transition à des sources d'énergie autres que le charbon dans l'État de Washington.

Le 17 mai 2021, le gouverneur Inslee a signé la loi intitulée *Climate Commitment Act* de l'État de Washington, qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2023. Cette loi concerne les entités émettant plus de 25 000 tonnes d'éq. CO_2 par an. Elle crée un programme de « plafonnement et d'investissement », qui fixe un plafond à l'échelle de l'État pour les émissions de GES, puis procède à des enchères ou attribue des droits d'émission. La centrale au charbon 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 Department of Ecology de l'État de Washington a tenu des enchères trimestrielles de conformité en 2024. Les enchères offraient des droits d'émission millésimés pour 2023 et 2024 et une enchère préalable offrait des droits millésimés hâtifs pour 2027. 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, la Société communiquera avec les ministères concernés si des changements de mise en œuvre devaient avoir une incidence sur ses activités ou ses échanges en matière 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 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 notre exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous prévoyons que les émissions de GES et la conformité en matière de GES 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 et pour la sécurité sur nos résultats. Le conseil d'administration de la Société (le « conseil » ou le « 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.

Une description de notre système de gestion environnementale et d'autres aspects de notre stratégie en matière d'environnement figure à la rubrique « Gestion des ressources environnementales » du rapport de gestion, qui est intégré par renvoi aux présentes.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta tient également 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.

Facteurs de risque

Pour un exposé des facteurs de risque touchant TransAlta, voir la rubrique « Gouvernance et gestion du risque » du rapport de gestion, qui est intégré par renvoi aux présentes.

Personnel

La Société doit recruter et maintenir en poste du personnel compétent pour ses exploitations. De nombreux employés de TransAlta possèdent une formation et des compétences spécialisées et nous devons livrer concurrence sur le marché du travail pour ces employés. Au 31 décembre 2024, nous comptions 1 205 employés actifs à temps plein, à temps partiel ou temporaires. Environ 29 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement parties à 12 conventions collectives. Au 31 décembre 2024, les femmes représentaient 28 % de l'ensemble des employés et 32 % de notre équipe de direction.

Une description des politiques sociales mises en œuvre par TransAlta figure aux rubriques « Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives » et « Favoriser un effectif diversifié et inclusif » du rapport de gestion, qui est intégré par renvoi aux présentes.

Structure du capital

Capital-actions

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. Le nombre d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de premier rang émises et en circulation au 31 décembre 2024 est indiqué à la rubrique « Capital financier – Capital social » du rapport de gestion, qui est intégré par renvoi aux présentes.

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.

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 ont priorité de 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 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 privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E, F et G

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série A, C, E et G auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, qui seront rajustés périodiquement aux dates prescrites, à un taux annualisé correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans alors en vigueur, calculé au début de la période de cinq ans applicable, et d'une majoration comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous, et ils peuvent convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang de série B, D, F et H à dividende cumulatif rachetables, respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le tableau ci-dessous. TransAlta peut racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang de série A, C, E et G aux dates de rachat indiquées dans le tableau ci-dessous en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à 25,00 $, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série B, D, F et H auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, à un taux annualisé correspondant à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours alors en vigueur, recalculé trimestriellement, et d'une majoration comme il est indiqué dans le tableau ci-dessous, et ils peuvent convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang de série A, C, E et G, respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le tableau ci-dessous. TransAlta peut racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang de série B, D, F et H après leur date de rachat initial respective indiquée dans le tableau ci-dessous en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de (i) 25,00 $ dans le cas des rachats effectués aux dates de rachat indiquées dans le tableau ci-dessous ou (ii) 25,50 $ dans le cas des rachats effectués à toute autre date, plus, dans chaque cas, tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Série d'actions privilégiées de premier rang	Date de rachat/conversion initiale	Dates de rachat/conversion	Majoration (%)
Série A	31 mars 2016	31 mars 2021 et tous les cinq ans par la suite	2,03
Série B	-	31 mars 2021 et tous les cinq ans par la suite	2,03
Série C	30 juin 2017	30 juin 2022 et tous les cinq ans par la suite	3,10
Série D	-	30 juin 2022 et tous les cinq ans par la suite	3,10
Série E	30 septembre 2017	30 septembre 2022 et tous les cinq ans par la suite	3,65
Série F	-	30 septembre 2022 et tous les cinq ans par la suite	3,65
Série G	30 septembre 2019	30 septembre 2024 et tous les cinq ans par la suite	3,80
Série H	-	30 septembre 2024 et tous les cinq ans par la suite	3,80

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E, F et 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 ces séries d'actions privilégiées de premier rang. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions privilégiées de premier

rang de ces séries auront le droit : (i) 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) et d'assister à toutes ces assemblées; (ii) d'y exercer un droit de vote par action privilégiée de premier rang de ces séries détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires; et (iii) de voter, avec tous les autres porteurs d'actions privilégiées de premier rang de séries comme s'il s'agissait d'une même catégorie, en vue 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 d'au moins 16 administrateurs. 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.

Actions privilégiées de premier rang de série I

Les actions privilégiées de premier rang de série I (les « actions de série I ») sont émises en faveur d'un membre du même groupe que Brookfield, sont perpétuelles et sont de même rang que celui des 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, avec 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 »), 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 aux termes d'un rachat facultatif (le « droit d'échange »).

Avant tout rachat facultatif par la Société, l'exercice du droit d'échange ou la survenance d'un cas de déchéance du terme donnant droit à des capitaux propres (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 à Brookfield, divisé par la valeur des capitaux propres, après impôt, de la société propriétaire des actifs hydroélectriques, comme il est décrit dans la convention de placement (le « montant du rachat contre une participation »). La participation dans TA Alberta Hydro maximale qui peut être émise à 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 tranche 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 $, le pourcentage supplémentaire requis 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'échange contre une participation dans TA Alberta Hydro; cependant, dans ce cas, le prix est fonction de la valeur des capitaux propres de la société propriétaire des actifs hydroélectriques, sans aucune réduction pour l'insuffisance fiscale associée à certaines catégories fiscales. L'exercice de cette option complémentaire impose à Brookfield une obligation de blocage pendant les 18 mois suivant son exercice.

En tout temps après le 31 décembre 2028, la Société peut racheter les actions de série I et les débentures connexes, en totalité ou en partie, au prix de rachat (le « rachat facultatif »), étant entendu que le produit minimal revenant à Brookfield pour chaque rachat (autre que le rachat final) ne doit pas être inférieur à 100 000 000 $ et que la Société doit racheter toutes les actions de série I et les débentures connexes dans un délai de 36 mois de 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 donnant droit à des capitaux propres »), Brookfield aura le droit de recevoir, moyennant un avis à la Société, le montant du rachat contre une participation. 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 alors droit au montant du rachat en espèces.

Dispositions des statuts relatives aux opérations entre parties liées

Les statuts de la Société renferment des dispositions qui limitent la capacité de la Société de conclure une « opération déterminée » avec un « actionnaire important ». Une opération déterminée doit être approuvée à la majorité des voix exprimées par les porteurs d'actions comportant droit de vote de la Société et à la majorité des voix exprimées par les porteurs de ces actions comportant droit de vote compte non tenu de l'actionnaire important. 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 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 restructuration 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 ») conclue en date du 13 octobre 1992, dans sa version modifiée et mise à jour le 28 avril 2022, 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 et extraordinaire 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, se reporter à la convention relative au régime des droits, dans sa version modifiée et mise à jour. 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**, et sur le système EDGAR de la SEC, au **www.sec.gov**. On peut obtenir la convention relative au régime de droits sur demande adressée au secrétaire de TransAlta Corporation, TransAlta Place, Suite 1400, 1100 1 St SE, Calgary (Alberta) T2G 1B1; téléphone : 403 267-7110; ou par courriel : **corporate_secretary@transalta.com**.

Pour de plus amples renseignements sur notre structure du capital, veuillez consulter la rubrique « Capital financier » du rapport de gestion, qui est intégré par renvoi aux présentes.

Titres échangeables

Le 22 mars 2019, nous avons conclu la convention de placement 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 – Actions privilégiées de premier rang – Actions privilégiées de premier rang de série I » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

Convention de placement

La description suivante de certaines dispositions de la convention de placement n'est qu'un résumé, n'est pas exhaustive et est présentée sous réserve du texte intégral de la convention de placement, dont on peut consulter le texte sous notre profil sur SEDAR+ au **www.sedarplus.ca** et sous notre profil sur EDGAR au **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 dans TransAlta pour la porter à au moins 9 % d'ici le 1er mai 2021. Au 31 décembre 2024, Brookfield, par l'intermédiaire des membres du même groupe qu'elle, détenait, possédait ou avait le contrôle d'un total de 35 523 345 actions ordinaires, soit 11,9 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution. Le 7 janvier 2025, Brookfield, par l'intermédiaire des membres du même groupe qu'elle, a vendu 8 600 000 actions ordinaires pour ainsi réduire sa participation à 26 923 345 actions ordinaires, soit environ 9 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution.

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. Tant que Brookfield détient les titres échangeables, elle peut proposer la candidature de deux personnes en vue de leur élection au conseil.

La convention de placement comprend certains engagements de statu quo de Brookfield, qui sont prolongés tant que Brookfield a des candidats 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 à compter du 1er mai 2019.

Convention relative aux droits d'inscription

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

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

Dans le cas d'un supplément de prospectus déposé à l'égard d'un placement aux termes d'une demande d'inscription ou d'un placement aux termes d'une clause d'entraînement, la Société paiera la totalité des frais et des dépenses applicables se rapportant à l'exécution ou au respect des modalités de ce placement par la Société, à la condition que si des titres à inscrire sont librement négociables au moment où la Société reçoit la demande de placement, la Société et les porteurs seront solidairement responsables de la quote-part des droits d'inscription et des dépenses des porteurs en fonction du prix d'offre total des titres librement négociables vendus par les porteurs par rapport au prix d'offre total de tous les titres vendus par la Société dans le cadre de ce placement. La Société et les porteurs seront solidairement responsables du paiement de la totalité des frais de vente (y compris les honoraires ou les commissions payables à un preneur ferme, à un banquier d'affaires, à un gestionnaire ou à un placeur pour compte 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 seuls 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, au total, 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**, et sur EDGAR, au **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 et la convention relative aux droits d'inscription. Les actionnaires sont encouragés à lire ces documents intégralement.

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. Nos notations au 31 décembre 2024 s'établissent comme suit :

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

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

Morningstar DBRS

L'analyse de la notation que Morningstar 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 (assortis d'une sûreté ou non) peut être supérieure, inférieure ou égale à la notation d'émetteur pour une entité donnée. Au 31 décembre 2024, la notation d'émetteur BBB (faible) avec perspective stable nous a été attribuée. Une notation d'émetteur de BBB indique que l'émetteur présente une qualité de crédit adéquate, que sa capacité de s'acquitter de ses obligations financières est jugée acceptable et qu'il pourrait être vulnérable à des événements futurs. Chaque catégorie de notation s'accompagne des désignations « élevé » et « faible ». L'absence de désignation « élevé » ou « faible » indique que la notation se situe au milieu de la catégorie. Une notation BBB est la quatrième plus élevée parmi dix catégories.

L'échelle de notation des actions privilégiées de Morningstar 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 en temps opportun en ce qui regarde ses engagements à l'égard des dividendes et du capital. Chaque notation de Morningstar 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. La notation Pfd-3 (faible) (perspective stable) a été attribuée aux actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E et G. La notation Pfd-3 est la troisième plus élevée parmi six catégories.

L'échelle de notation du crédit à long terme de Morningstar 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 les 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. La notation BBB est la quatrième plus élevée parmi 10 catégories.

Moody's

La notation du groupe de sociétés (« CFR », acronyme de Corporate Family Ratings) de Moody's est une notation à long terme indiquant la possibilité relative d'un défaut 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 2024, une notation de Ba1 avec perspective stable nous a été attribuée. Les obligations ayant reçu la notation Ba sont considérées comme spéculatives et comportent 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 l'obligation 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 d'au moins 11 mois et indiquent autant la possibilité d'un manquement à des obligations financières contractuelles que la perte financière prévue qui serait subie en cas de manquement. Au 31 décembre 2024, une notation de Ba1/LGD4 a été attribuée à notre dette à long terme non assortie d'une sûreté de premier rang. La notation Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories. Les obligations ayant reçu la notation Ba sont considérées comme spéculatives et comportent un risque de crédit important.

L'évaluation de la perte en cas de défaut (« LGD », acronyme de Loss Given Default) de Moody's constitue une opinion ponctuelle 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. La notation de LGD prévue pour l'ensemble de l'entreprise ou pour l'entreprise se rapproche généralement de la moyenne pondérée des notations de LGD prévues à l'égard des obligations de l'entreprise (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 2024, Moody's avait évalué que notre LGD s'établissait à LGD4, ce qui représente une fourchette de perte allant de 50 % ou plus 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 2024, une notation d'émetteur de BB+ avec une perspective stable nous a été attribuée. Cette notation est la cinquième plus élevée parmi 11 catégories. Un débiteur ayant reçu la notation BB 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 des conditions commerciales, financières ou économiques défavorables qui pourraient nuire à sa capacité de remplir ses engagements financiers. Les notations allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notations.

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 sur l'échelle de notation canadienne 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 canadienne des actions privilégiées et les divers niveaux de l'échelle globale de notation des titres d'emprunt de S&P Global Ratings. La notation P-4 (élevé) a été attribuée à chacune de nos séries d'actions privilégiées en circulation. 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 plus vulnérable à un défaut de paiement que les obligations ayant obtenu la notation BB, mais il a encore la capacité de remplir ses engagements financiers

relativement à l'obligation. Des conditions commerciales, financières ou économiques défavorables nuiront vraisemblablement à la capacité ou à la volonté du débiteur de remplir 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 fonds provenant des activités d'exploitation et nos options de financement par emprunt nous procurent une souplesse financière.

Remarque concernant les notations

Les notations sont destinées à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de crédit d'une émission de titres. Les notations accordées à nos titres en circulation par Morningstar 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 Morningstar 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 Morningstar 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, Morningstar DBRS et Kroll Bond Rating Agency pour certains autres services fournis à la Société au cours des deux dernières années.

Dividendes

Le conseil d'administration décide à son appréciation du versement de dividendes sur nos actions ordinaires. Lorsqu'il établit le versement et le montant des dividendes futurs, 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.

Si le conseil en déclare, les dividendes sur nos actions privilégiées de premier rang sont versés chaque trimestre.

TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants sur ses actions ordinaires et ses actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E et G en circulation au cours des trois derniers exercices :

Exercice	Trimestre	Actions ordinaires	Actions privilégiées de premier rang de série A	Actions privilégiées de premier rang de série B	Actions privilégiées de premier rang de série C	Actions privilégiées de premier rang de série D	Actions privilégiées de premier rang de série E	Actions privilégiées de premier rang de série G
2022	Premier trimestre	0,0500 $	0,17981 $	0,13309 $	0,25169 $	-	0,32463 $	0,31175 $
	Deuxième trimestre	0,0500 $	0,17981 $	0,16505 $	0,25169 $	-	0,32463 $	0,31175 $
	Troisième trimestre	0,0500 $	0,17981 $	0,22099 $	0,36588 $	0,28841 $	0,32463 $	0,31175 $
	Quatrième trimestre	0,0550 $	0,17981 $	0,33700 $	0,36588 $	0,40442 $	0,43088 $	0,31175 $
2023	Premier trimestre	0,0550 $	0,17981 $	0,37991 $	0,36588 $	0,45578 $	0,43088 $	0,31175 $
	Deuxième trimestre	0,0550 $	0,17981 $	0,41100 $	0,36588 $	0,47769 $	0,43088 $	0,31175 $
	Troisième trimestre	0,0550 $	0,17981 $	0,41545 $	0,36588 $	0,48287 $	0,43088 $	0,31175 $
	Quatrième trimestre	0,0550 $	0,17981 $	0,45288 $	0,36588 $	0,52030 $	0,43088 $	0,31175 $
2024	Premier trimestre	0,0600 $	0,17981 $	0,43958 $	0,36588 $	0,50609 $	0,43088 $	0,31175 $
	Deuxième trimestre	0,0600 $	0,17981 $	0,43579 $	0,36588 $	0,50230 $	0,43088 $	0,31175 $
	Troisième trimestre	0,0600 $	0,17981 $	0,43373 $	0,36588 $	0,50097 $	0,43088 $	0,31175 $
	Quatrième trimestre	0,0600 $	0,17981 $	0,39182 $	0,36588 $	0,45906 $	0,43088 $	0,42331 $
2025	Premier trimestre[1)]	0,0600 $	0,17981 $	0,33972 $	0,36588 $	0,40568 $	0,43088 $	0,42331 $

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

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 2023, inclusivement, et prenant fin le 31 décembre 2024, 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 Bourse de Toronto (la « TSX ») sous le symbole « TA » et de la New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole « TAC ».

Nos actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E et G sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « TA.PR.D », « TA.PR.E », « TA.PR.F », « TA.PR.G », « TA.PR.H » et « TA.PR.J », respectivement.

Le tableau ci-après indique les cours extrêmes de nos actions ordinaires et les volumes des opérations sur celles-ci selon la TSX pour les périodes indiquées :

	Cours ($)		
Mois	**Haut**	**Bas**	**Volume**
2024			
Janvier	11,17	9,72	15 716 148
Février	10,12	9,16	14 010 132
Mars	9,41	8,44	26 988 640
Avril	9,34	8,22	23 115 015
Mai	10,06	9,06	22 130 780
Juin	10,09	9,41	21 249 930
Juillet	10,47	9,30	20 330 194
Août	12,15	10,43	22 689 550
Septembre	14,28	11,65	29 752 508
Octobre	14,75	13,86	22 527 880
Novembre	15,99	12,86	28 263 180
Décembre	20,98	15,54	41 514 720
2025			
Janvier	21,22	14,84	53 921 040

Le tableau suivant indique les cours extrêmes de nos actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E et G et les volumes des opérations sur celles-ci tels qu'ils ont été affichés par la TSX pour les périodes indiquées.

Exercice	Trimestre	Actions privilégiées de premier rang de série A	Actions privilégiées de premier rang de série B	Actions privilégiées de premier rang de série C	Actions privilégiées de premier rang de série D	Actions privilégiées de premier rang de série E	Actions privilégiées de premier rang de série G
2024							
Janvier	Cours le plus élevé	13,97	16,23	18,68	20,10	21,99	21,48
	Cours le plus bas	12,18	14,62	17,85	18,40	21,17	19,68
	Volume de négociation	111 046	84 044	104 865	6 770	97 836	95 042
Février	Cours le plus élevé	14,30	16,71	18,70	21,00	21,78	21,49
	Cours le plus bas	13,33	15,84	17,91	19,25	21,20	20,61
	Volume de négociation	96 122	56 407	126 735	9 308	68 959	51 669
Mars	Cours le plus élevé	13,70	15,90	18,99	20,35	21,90	21,61
	Cours le plus bas	13,40	15,50	17,95	19,41	21,00	20,61
	Volume de négociation	32 541	23 986	46 169	8 997	72 010	71 542
Avril	Cours le plus élevé	13,93	16,00	19,07	22,00	21,95	23,56
	Cours le plus bas	13,46	15,65	18,30	18,66	21,30	21,63
	Volume de négociation	369 647	49 916	113 916	11 440	154 380	162 722
Mai	Cours le plus élevé	15,50	17,04	19,39	22,50	22,66	24,10
	Cours le plus bas	13,90	15,85	18,40	19,50	21,62	23,15
	Volume de négociation	353 680	77 680	411 190	4 428	104 512	167 660
Juin	Cours le plus élevé	15,01	16,69	19,25	20,88	22,44	23,67
	Cours le plus bas	13,84	15,82	17,75	19,4	20,55	22,32
	Volume de négociation	71 297	37 652	191 729	7 850	94 486	148 295

Exercice	Trimestre	Actions privilégiées de premier rang de série A	Actions privilégiées de premier rang de série B	Actions privilégiées de premier rang de série C	Actions privilégiées de premier rang de série D	Actions privilégiées de premier rang de série E	Actions privilégiées de premier rang de série G
Juillet	Cours le plus élevé	15,00	16,50	19,28	20,75	22,64	24,05
	Cours le plus bas	14,31	16,00	18,40	18,00	21,30	22,80
	Volume de négociation	100 731	25 222	123 209	12 395	240 777	106 144
Août	Cours le plus élevé	14,90	16,59	20,15	21,50	23,60	24,10
	Cours le plus bas	14,26	15,96	19,00	19,48	22,41	23,02
	Volume de négociation	84 054	39 030	82 518	5 050	119 993	168 653
Septembre	Cours le plus élevé	15,39	17,40	19,99	21,50	23,57	23,70
	Cours le plus bas	14,65	16,01	19,42	19,25	22,75	22,98
	Volume de négociation	84 054	96 635	100 089	14 014	86 178	411 005
Octobre	Cours le plus élevé	15,43	17,50	20,02	21,50	23,72	23,75
	Cours le plus bas	14,75	16,52	19,52	19,51	22,75	23,10
	Volume de négociation	189 328	45 150	99 026	9 935	76 280	121 387
Novembre	Cours le plus élevé	15,29	16,85	20,51	21,99	23,41	23,59
	Cours le plus bas	14,71	16,04	19,55	20,00	22,72	22,95
	Volume de négociation	102 870	30 966	110 820	7 720	69 656	68 872
Décembre	Cours le plus élevé	15,53	16,90	20,72	22,19	23,55	23,82
	Cours le plus bas	14,93	16,01	19,92	19,45	22,72	23,20
	Volume de négociation	106 310	54 438	98 402	11 340	85 245	73 067
2025							
Janvier	Cours le plus élevé	16,06	16,85	21,40	21,65	24,09	24,38
	Cours le plus bas	15,44	16,20	20,58	19,60	23,23	23,55
	Volume de négociation	572 628	56 417	130 080	12 815	337 601	98 503

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 31 décembre 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
John P. Dielwart Alberta (Canada)	2014	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. 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.
Alan J. Fohrer Californie (États-Unis)	2013	M. Fohrer est l'ancien président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Société, filiale d'Edison International (« Edison ») et l'une des plus grandes sociétés de services 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 TXNM Energy, Inc. (auparavant, PNM Resources, Inc.), 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 California Science Centre Foundation. M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations, de la California Chamber of Commerce, de Duratek, Inc., d'Osmose Utilities Services, Inc., de MWH, Inc., de Blue Shield of California et de Synagro.
Laura W. Folse Texas (États-Unis)	2021	Mme Folse a été chef de la direction de BP Wind Energy North America Inc. À ce poste, elle dirigeait une entreprise regroupant plus de 500 employés et entrepreneurs et constituée de 14 centrales électriques à énergie éolienne d'une puissance de plus de 2,5 GW réparties 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

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
		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 négocié avec succès 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 à la complexité croissantes. Mme Folse est membre indépendante du conseil d'administration de Pacolet Milliken, société d'investissement privée opérant dans les secteurs de l'immobilier, de l'électricité et des infrastructures. Elle a été membre du conseil de la American Wind Energy Association de 2016 à 2019.
Harry A. Goldgut Ontario (Canada)	2019	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.
John H. Kousinioris Alberta (Canada)	2021	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

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
		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 président du conseil des gouverneurs du Bow Valley College et membre du conseil d'administration de la Calgary Stampede Foundation.
Candace J. MacGibbon Ontario (Canada)	2023	Mme 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, Mme 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, Mme MacGibbon a occupé des postes dans la vente 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 chercheur en actions auprès de BMO Marchés des capitaux. Mme 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. Mme 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.
Thomas M. O'Flynn New Jersey (États-Unis)	2021	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, chef des finances et chef des énergies renouvelables aux États-Unis 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 notation 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

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
		communautaire. Il est directeur de l'exploitation d'Exus Management Partners, société de gestion et de développement d'énergies renouvelables. M. O'Flynn est administrateur de Nexus Water Group, société de services publics de distribution d'eau. Il 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.
Bryan D. Pinney Alberta (Canada)	2018	M. Pinney possède plus de 30 ans d'expérience dans la prestation de services 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 la Mount Royal University et a siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. M. Pinney est Fellow de l'Institut des comptables agréés et évaluateur d'entreprises agréé et il est titulaire de la désignation IAS.A attribuée par l'Institut des administrateurs de sociétés.
James Reid Alberta (Canada)	2021	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. 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 du groupe des infrastructures 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

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
		obtenu la désignation de comptable agréé pendant qu'il travaillait chez PricewaterhouseCoopers, à Toronto.
Manjit K. Sharma Ontario (Canada)	2023	Mme 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. de 2020 à 2021. À ce titre, elle était responsable des fonctions finances, immobilier, approvisionnement, fiscalité et services partagés en vertu d'un contrat par intérim. Elle a été chef des finances de GE Canada 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. Mme Sharma siège actuellement au conseil de Vermilion Energy Inc., de Finning International Inc. et d'Exportation et développement Canada. Mme Sharma est Fellow comptable agréée et détient le titre IAS.A. à titre d'administratrice et le titre GCB.D (Global Competent Boards designation).
Sandra R. Sharman Ontario (Canada)	2020	Mme Sharman est première vice-présidente et chef de groupe, Personnel, culture et marque, au sein de la Banque Canadienne Impériale de Commerce (« CIBC ») (banque à charte). À ce titre, elle dirige les équipes Ressources humaines, Communications, Marketing et Immobilier d'entreprise à la CIBC, prêtant son concours au déploiement de la stratégie d'entreprise, à la transformation de la CIBC en une banque animée par une raison d'être et favorisant la mise en œuvre d'une culture de calibre mondial. Mme 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. Mme 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. Mme 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. Mme 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 est responsable de la mobilisation, la marque, le marketing et, plus récemment, l'immobilier d'entreprise.
Sarah Slusser Washington (États-Unis)	2021	Mme 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 en vue d'une

Nom, province (État) et pays de résidence	Année d'entrée en fonction	Fonctions principales
		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. 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, Mme 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 des fusions et acquisitions. 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. Mme 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.

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 19 février 2025, de même que leur poste et leurs fonctions principales.

Nom	Fonctions principales	Résidence
John H. Kousinioris	Président et chef de la direction	Alberta (Canada)
Joel E. Hunter	Vice-président directeur, Finances et chef des finances	Alberta (Canada)
Jane N. Fedoretz	Vice-présidente directrice, Personnel et culture, et chef de l'administration	Alberta (Canada)
Kerry L. O'Reilly Wilks	Vice-présidente directrice, Croissance et commercialisation de l'énergie	Alberta (Canada)
Christopher D. Fralick	Vice-président directeur, Production	Alberta (Canada)
Mark A. Flickinger	Vice-président directeur, Livraison de projets et construction	Idaho (États-Unis)
Blain M. van Melle	Vice-président directeur, Affaires commerciales et relations avec la clientèle	Alberta (Canada)
Nancy L. Brennan	Vice-présidente directrice, Services juridiques et affaires externes	Alberta (Canada)
David C. Little	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 :

- Avant avril 2021, M. Kousinioris était chef de l'exploitation de TransAlta.
- Avant juillet 2024, M. Hunter était vice-président directeur et chef des finances de Corporation TC Énergie. Avant août 2021, il était vice-président principal, Marchés financiers de Corporation TC Énergie.

- Avant novembre 2023, Mme Fedoretz a été vice-présidente directrice, Personnel, talent et transformation de TransAlta. Avant février 2021, Mme Fedoretz était chef de la gestion des talents et de la transformation de TransAlta.
- Avant novembre 2023, Mme O'Reilly Wilks a été vice-présidente directrice, Services juridiques, affaires commerciales et externes de TransAlta. Avant février 2021, Mme O'Reilly Wilks était chef des services juridiques et des affaires réglementaires et externes 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 juillet 2024, M. Flickinger était vice-président, Ingénierie et construction de Pattern Energy Group LP.
- 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 décembre 2024, Mme Brennan était vice-présidente directrice, Services juridiques, affaires externes et secrétaire. Avant juillet 2024, elle était vice-présidente directrice, Services juridiques de TransAlta. Avant février 2024, elle était vice-présidente principale, Développement durable, relations externes et chef du contentieux de Keyera Corp.
- 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.

En date du 19 février 2025, les administrateurs et les membres de la haute direction de TransAlta, en tant que groupe, avaient la propriété véritable, directement ou indirectement, ou le contrôle de 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 2025 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, aux membres de la haute direction et aux cadres supérieurs

Depuis le 1er janvier 2024, aucun des administrateurs, des membres de la haute direction et des cadres supérieurs ni aucune des personnes qui ont des liens avec ces administrateurs, membres de la haute direction et cadres supérieurs n'a de dette envers TransAlta.

Interdictions d'opérations, faillites 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 visant la société ou d'une ordonnance qui refuse à la société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
- 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. (« Denbury ») qui a déposé une demande le 29 juillet 2020 en vue d'être placé sous la protection de la loi sur les faillites aux États-Unis, dans le cadre d'un plan de réorganisation préétabli avec ses porteurs d'obligations. Denbury a été libérée de la protection des tribunaux en vertu 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; ou 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 — Titres échangeables — Convention de placement » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.
- Convention relative aux droits d'inscription — Voir la rubrique « Structure du capital — Titres échangeables — 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 – Unité Gaz — Accord relatif à l'abandon du charbon » de la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Conflits d'intérêts

Il pourrait arriver que des membres du conseil d'administration agissent à titre d'administrateurs ou de dirigeants de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta. Rien ne garantit que les occasions repérées par ces membres 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 à laquelle cette question fait l'objet de délibérations.

Poursuites et application de la loi

TransAlta est parfois nommée 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.

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

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator (« 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 novembre 2025.

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

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une déclaration 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 septembre ou octobre 2025 si les parties ne sont pas en mesure de régler le différend d'ici là.

Brazeau – Autodéclaration des réserves tournantes

Le 30 novembre 2022, TransAlta a déclaré volontairement au Market Surveillance Administrator (« MSA ») une violation possible des règles du Independent System Operator relativement aux offres de réserves tournantes actives à Brazeau alors qu'elle n'avait pas été correctement configurée pour le faire entre le 13 août 2021 et le 1er novembre 2022. En 2022, une provision de 20 M$ a été initialement constatée dans les produits en raison d'une remise éventuelle des produits et de 2 M$ au titre des pénalités et des amendes éventuelles. Le 29 novembre 2024, le MSA a imposé des pénalités à TransAlta suivant cette autodéclaration et TransAlta a versé 33 M$ en janvier 2025.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Odyssey Trust Company est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour nos actions ordinaires et nos actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E et G. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver, à Calgary et à Toronto. Les actions privilégiées de premier rang de série A, B, C, D, E et G sont transférables à Calgary et à Toronto. Odyssey Transfer and Trust Company, à son établissement principal de Woodbury, au Minnesota, 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, situé au 2200, 215 – 2nd Street, S.W., Suite 2200, Calgary (Alberta) T2P 1M4.

Notre auditeur, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., est l'expert-comptable indépendant de la Société selon les règles de déontologie des Chartered Professional Accountants de l'Alberta et les règles et règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis).

Renseignements supplémentaires

De plus amples renseignements concernant TransAlta sont accessibles sur notre site Web au **www.transalta.com**, ainsi que sous le profil de TransAlta sur SEDAR+, au **www.sedarplus.ca**, et sur EDGAR, au **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 régimes 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 en sa version déposée sur SEDAR+, au **www.sedarplus.ca**, et sur EDGAR, au **www.sec.gov**.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités au 31 décembre 2024 et pour l'exercice clos à cette date ainsi que dans le rapport de gestion connexe.

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 des États-Unis 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 : Thomas M. O'Flynn (président), Alan J. Fohrer, Candace J. MacGibbon, Bryan D. Pinney et Manjit K. Sharma.

Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences en matière de valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis et le conseil d'administration a conclu que chaque membre du CAFR est un expert financier du comité d'audit au sens attribué à l'expression *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

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

Les règles du CAFR sont présentées 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 sont pertinentes à l'exercice de ses responsabilités en tant que membre du CAFR, y compris toute formation ou expérience lui ayant procuré une compréhension des principes comptables que nous utilisons pour préparer nos états financiers annuels et intermédiaires.

Nom du membre du CAFR	Formation et expérience pertinentes
Thomas M. O'Flynn (président)	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 Infrastructure Advisors, vice-président directeur et chef des finances de Public Service Enterprise Group Incorporated et chef du secteur Électricité, Amérique du Nord, auprès de Morgan Stanley. M. O'Flynn est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de la Northwestern University et d'une maîtrise en administration des affaires spécialisée en finances de la University of Chicago.
Alan J. Fohrer	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 d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président, vice-président principal, vice-président directeur et chef des finances d'Edison et de la Southern California Edison Company. Il siège également au comité d'audit de la société ouverte TXNM Energy, Inc. M. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University à Los Angeles.
Candace J. MacGibbon	Mme 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 Redevances Aurifères Osisko et de ses comités d'audit et de ressources humaines. Mme MacGibbon est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie de la University of Western Ontario. Elle est comptable professionnelle agréée et compte plus de 25 ans d'expérience dans le secteur minier et les marchés financiers.
Bryan D. Pinney	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 aussi administrateur indépendant de North American Construction Group Ltd. et président de son comité d'audit et des finances. En outre, il est aussi 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 la Mount Royal University et il a auparavant siégé au conseil de plusieurs organismes sans but lucratif. Il est comptable agréé depuis décembre 1978, Fellow de l'association Chartered Professional Accountants of Alberta depuis janvier 2009 et évaluateur d'entreprises agréé du Canada depuis décembre 1990. M. Pinney a obtenu un baccalauréat ès arts en administration des affaires de la University of 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.

Nom du membre du CAFR	Formation et expérience pertinentes
Manjit K. Sharma	Mme 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. Mme Sharma siège actuellement au conseil de Vermilion Energy Inc., de Finning International Inc. et d'Exportation et développement Canada. Mme Sharma est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de la University of Toronto, est Fellow comptable agréée et détient le titre IAS.A. à titre d'administratrice et le titre GCB.D (*Global Competent Boards designation*).

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 2024 sont les suivants :

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

Président : Bryan D. Pinney
Alan J. Fohrer
Laura W. Folse
Sandra R. Sharman

Comité des ressources humaines

Présidente : Sandra R. Sharman
Candace J. MacGibbon
Manjit K. Sharma
Sarah A. Slusser

Comité de la performance des investissements

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

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

On peut consulter les règles du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable, du comité des ressources humaines et du comité de la performance des investissements sur le site Web de TransAlta à l'adresse **www.transalta.com**, sous l'onglet « 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**, et sur EDGAR, au **www.sec.gov**.

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

Pour les exercices clos le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2023, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres de son groupe ont facturé 4 407 734 $ et 4 788 655 $, respectivement, répartis comme suit :

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. **Exercice clos le 31 décembre**	**2024**	**2023**
Honoraires d'audit	3 653 823 $	4 075 612 $
Honoraires pour services liés à l'audit	347 345	668 168
Honoraires pour services fiscaux	356 391	5 850
Autres honoraires	50 175	39 025
Total	**4 407 734 $**	**4 788 655 $**

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 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 et à des audits réglementaires.

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 du régime de retraite 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 et pour les conseils et l'aide relatifs aux facteurs ESG que fournit l'auditeur.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Le CAFR s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services non liés à l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur. En mai 2002, le CAFR a adopté une politique qui interdit à TransAlta de retenir les services de l'auditeur pour des catégories « interdites » de services non liés à l'audit et qui exige l'approbation préalable du CAFR pour les autres catégories « permises » de services non liés à l'audit, ces catégories étant établies conformément à la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. Cette politique prévoit également que le président du CAFR peut approuver des services non liés à l'audit autorisés pendant le trimestre et en faire rapport au CAFR au moment de sa prochaine réunion prévue au calendrier.

Annexe A

TransAlta Corporation (la « Société »)

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

A. Création du comité et procédures

1. Composition du comité

Le comité d'audit, des finances et des risques (le « comité ») du conseil d'administration (le « conseil ») de TransAlta Corporation (la « Société ») se compose d'au moins trois administrateurs. Tous les membres du comité doivent être considérés par le conseil comme étant indépendants ainsi que l'exigent les dispositions du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, de l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et de la Rule 10A-3 prise en application de la loi des États-Unis 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 en matière de valeurs mobilières 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 attribué à l'expression *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi des États-Unis 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 au 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 externes et internes.

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, d'experts externes ou d'autres conseillers indépendants 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 et chef des finances ou 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 et 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 qui 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, pratiques ou méthodes 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 sensibles 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 (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 de la proposition de la candidature de l'auditeur externe au conseil aux fins de nomination 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 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 au 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 publics 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 principal 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 l'identification, l'évaluation et la gestion des principaux risques auxquels la Société est exposée. Le conseil a délégué au comité la responsabilité de la surveillance de l'identification 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 ou l'atténuation des risques dans les limites de la tolérance aux risques de 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 d'identification 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 ajour 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 et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique, réglementaire ou 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 et intelligence artificielle*

a) Reçoit deux fois par année une mise à jour sur l'état des systèmes à l'égard des systèmes d'exploitation informatiques de TI 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;

c) Passe périodiquement en revue les nouveautés en matière d'intelligence artificielle et d'intelligence artificielle générative, dont les occasions, les défis et/ou les risques qui y sont associés et qui pourraient avoir une incidence importante sur la mise en œuvre de la stratégie de la Société ou l'atteinte de ses principaux objectifs commerciaux.

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;

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 applicables des États-Unis, par exemple, la loi Sarbanes-Oxley et les règles et règlements pris en vertu 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

« **AER** » désigne l'Alberta Energy Regulator;

« **AESO** » désigne le gestionnaire de réseau indépendant et l'autorité de régulation du réseau électrique interconnecté de l'Alberta;

« **BC Hydro** » désigne British Columbia Hydro and Power Authority;

« **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;

« **centrale participante** » désigne une centrale qui satisfait aux critères d'admissibilité d'une centrale participante (*opted in facility*) 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;

« **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;

« **cogénération** » désigne une centrale produisant de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (p. ex. chaleur ou vapeur) servant à des fins industrielles ou commerciales ou au chauffage ou à la réfrigération;

« **cycle combiné** » désigne une technologie de production d'électricité qui produit de l'électricité 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;

« **ECCC** » désigne Environnement et Changement climatique Canada;

« **éq. CO_2** » désigne l'équivalent dioxyde de carbone;

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulatory Commission;

« **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 nitreux, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones;

« **GW** » désigne un gigawatt, soit l'unité de mesure de la puissance électrique équivalant à 1 000 MW;

« **GWh** » désigne un gigawattheure, soit l'unité de mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure;

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

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

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

« **MSA** » désigne Market Surveillance Administrator;

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

« **MW** » désigne un mégawatt, soit l'unité de mesure de la puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts;

« **MWh** » désigne un mégawattheure, soit l'unité de mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure;

« **NEM** » désigne le National Electricity Market;

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

« **NWIS** » désigne le North-West Interconnected System;

« **NYSE** » désigne la New York Stock Exchange;

« **REC** » désigne le *Règlement sur l'électricité propre*;

« **SGM** » désigne le National Safeguard Mechanism du gouvernement australien;

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

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

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

« **WEM** » désigne le Wholesale Electricity Market;

« **WTUC** » désigne la Washington Transportation and Utilities Commission de l'État de Washington.