



**TransAlta Corporation**

**Rapport de gestion**

*31 décembre 2021*

## Table des matières

Énoncés prospectifs.....	RG2
Description des activités .....	RG5
Portefeuille de centrales électriques en Alberta .....	RG8
Plan accéléré de croissance de l'électricité propre .....	RG11
Faits saillants.....	RG15
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture.....	RG18
Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels.....	RG26
Faits saillants du quatrième trimestre.....	RG36
Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre.....	RG38
Principales informations trimestrielles.....	RG39
Situation financière .....	RG41
Capital financier .....	RG43
Autre analyse consolidée .....	RG50
Flux de trésorerie.....	RG53
Instruments financiers.....	RG54
Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS .....	RG56
Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables.....	RG68
Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS.....	RG69
Perspectives financières pour 2022.....	RG73
Méthodes et estimations comptables critiques .....	RG76
Modifications comptables.....	RG83
Questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»).....	RG84
Transformation de notre modèle d'affaires pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050 .....	RG86
Cibles de développement durable pour 2022 et au-delà .....	RG87
Performance en matière de développement durable de 2021 .....	RG90
Décarbonation de notre combinaison énergétique .....	RG94
Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives .....	RG113
Favoriser un effectif diversifié et inclusif .....	RG123
Pratiques progressistes de gestion environnementale.....	RG129
Production d'énergie fiable, peu coûteuse et durable.....	RG138
Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique .....	RG140
Gouvernance du développement durable.....	RG143
Gouvernance et gestion du risque.....	RG143
Contrôles et procédures de communication de l'information .....	RG161

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2021 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2021 pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada telles que publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 décembre 2021. Tous les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens à moins d'indication contraire et sauf les montants par action qui sont présentés en dollars entiers à deux décimales près. Tous les autres montants présentés dans le présent rapport de gestion sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 23 février 2022. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation («TransAlta», «nous», «notre», «nos» ou la «Société»), y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com). L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

## Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité à atteindre l'objectif de 2 gigawatts («GW») de capacité supplémentaire provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement de 3 milliards de dollars d'ici 2025; le portefeuille de projets de croissance futurs de la Société, y compris le moment de la mise en service et les coûts des projets à un stade avancé et aux premiers stades de développement; l'expansion de la filière de développement de la Société à 5 GW; les projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West (les «projets de parcs éoliens White Rock»), y compris le total des coûts de construction, la capacité d'obtenir un financement donnant droit à des avantages fiscaux, le calendrier de la mise en service et le résultat avant intérêts, impôts et amortissements («BAIIA») moyen prévu; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance; le BAIIA annuel moyen prévu du portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord (comme il est défini ci-après); l'incident aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et l'étendue des travaux de restauration, le calendrier et le coût de ces travaux, la capacité d'obtenir des renonciations à l'égard des obligations de Kent Hills pour tout cas de défaut potentiel, et l'incidence que cet incident pourrait avoir sur les produits des activités ordinaires et les contrats de la Société; le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, y compris le coût total de la construction et le BAIIA annuel moyen prévu; le projet de parc éolien Garden Plain, y compris le coût de la construction et le BAIIA annuel moyen prévu; l'augmentation prévue du coût par tonne du charbon à Centralia; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; la capacité à saisir les occasions de croissance futures avec BHP (comme elle est définie ci-après); l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société, notamment le plan climatique du gouvernement canadien et la mise en œuvre de ses principaux aspects (y compris l'augmentation des prix du carbone et l'accroissement du financement pour les technologies propres); la capacité de la Société de réaliser des avantages découlant de l'évolution de la réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment l'obtention de financement pour des projets d'électricité propre; l'augmentation éventuelle de la valeur des crédits compensatoires de carbone; les perspectives financières pour 2022, y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2022; la hausse de la contribution à la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; la production et les prix couverts pour l'exercice complet de 2022; les volumes de gaz et les prix du gaz couverts en 2022; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2022, y compris les dépenses d'investissement courantes, les dépenses d'investissement pour les travaux d'entretien d'envergure planifiés et les dépenses d'investissement liées aux mines; les interruptions importantes planifiées pour 2022 et la perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour 2022; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; le caractère cyclique des activités, y compris en ce qui concerne les coûts d'entretien, la production et les charges; les attentes en matière de refinancement de la dette venant à échéance en 2022; les dommages-intérêts prédéterminés potentiellement exigibles relativement aux interruptions survenues à la centrale de cogénération de Sarnia au deuxième trimestre de 2021; et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : les perturbations engendrées par la COVID-19 ne seront pas beaucoup plus onéreuses pour la Société; aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 80 \$ le mégawattheure («MWh») et 90 \$ le MWh en 2022; les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 45 \$ US le MWh et 55 \$ US le MWh en 2022; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 150 millions de dollars et 170 millions de dollars; le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; et la croissance des activités de TransAlta Renewables. Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant : les répercussions de la COVID-19, y compris des directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; le nombre accru de réclamations pour cause de force majeure; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; une variation de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; les fluctuations des prix du marché, y compris une baisse des prix marchands en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; des réductions de la production; une augmentation des coûts; la hausse du taux de perte sur nos créances clients en raison de défaillances de crédit; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment l'augmentation du nombre de menaces à la cybersécurité; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du risque de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre les pertes importantes; l'évolution de la demande d'électricité et de la capacité, et notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats lorsqu'ils viennent à échéance; les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques, y compris les catastrophes causées par l'homme ou les catastrophes naturelles et d'autres risques liés au climat; les hausses imprévues de la structure de coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources de combustibles, y compris le gaz naturel et le charbon, ainsi que l'importance des ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'internationale, notamment les hostilités armées, la menace du terrorisme, y compris les cyberattaques, les initiatives diplomatiques ou d'autres événements similaires qui pourraient avoir une incidence négative sur nos activités; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun, voire tout court, y compris si les travaux de restauration aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills s'avèrent plus chers ou plus longs que prévu; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété de TransAlta Renewables; des changements dans le paiement ou la réception de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, et les retards dans la construction ou la mise en service de projets; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la

Société; à la dépendance à l'égard du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes et de ne pas s'y fier indûment. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Les perspectives financières contenues aux présentes visent à renseigner les lecteurs sur les attentes et les plans actuels de la direction, et les lecteurs sont mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

## Description des activités

### Portefeuille d'actifs

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada, qui compte plus de 110 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs diversifiés géographiquement recourant à un large éventail de sources d'énergie, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2021 :

Au 31 décembre 2021		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>4</sup>	Gaz <sup>4,5</sup>	Transition énergétique <sup>6</sup>	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	834	636	1 960	801	4 231
	Nombre de centrales	17	13	7	2	39
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>2</sup>	—	7	1	—	2
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	91	751	645	—	1 487
	Nombre de centrales	9	9	3	—	21
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	7	10	6	—	8
États-Unis	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	—	519	29	671	1 219
	Nombre de centrales	—	7	1	2	10
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	—	12	4	4	8
Australie	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	—	—	450	—	450
	Nombre de centrales	—	—	6	—	6
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	—	—	17	—	17
Total	Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	925	1 906	3 084	1 472	7 387
	Nombre de centrales	26	29	17	4	76
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée <sup>3</sup>	1	9	5	2	5

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée représente 100 % de la production d'une centrale. Les données sur la capacité du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprennent 100 % de la capacité du parc éolien de Kent Hills; les données du secteur Gaz comprennent 100 % de la capacité des centrales d'Ottawa et de Windsor, 100 % de la capacité de la centrale de Poplar Creek, 50 % de la capacité de la centrale de Sheerness et 60 % de la capacité de la centrale de Fort Saskatchewan.

2) La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des actifs en Alberta est nulle puisqu'ils sont principalement exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» pour plus de précisions.

3) En ce qui concerne l'électricité produite dans le cadre de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme, de contrats de couverture énergétique et de contrats industriels à court et à long terme, les CAÉ ont une durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (fondée sur la capacité installée brute moyenne à long terme).

4) La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée a trait à la durée du contrat de la centrale de McBride Lake (38 MW), du parc éolien Windrise (206 MW), de la centrale de Poplar Creek (115 MW) et de la centrale de Fort Saskatchewan (71 MW), ainsi qu'aux autres parcs éoliens et centrales alimentées au gaz exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

5) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

6) Le secteur Transition énergétique comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia, ainsi que les actifs alimentés au charbon non convertis au gaz (y compris l'unité 4 de la centrale de Sundance) et les actifs miniers du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

Notre plan d'investissement dans l'énergie propre, annoncé en 2019, comprenait la conversion au gaz naturel de nos actifs alimentés au charbon existants en Alberta et la progression de notre position de premier plan en matière d'électricité renouvelable. À ce jour, nous avons éliminé 4 064 MW de capacité de production alimentée au charbon depuis 2018 tout en convertissant 1 659 MW au gaz naturel, ce qui réduit considérablement notre empreinte carbone. En 2021, nous avons augmenté de 334 MW notre portefeuille d'énergie renouvelable au moyen d'acquisitions et par la construction de parcs

éoliens et de centrales solaires utilisant des énergies renouvelables. Le 28 septembre 2021, nous avons annoncé un plan de croissance de l'électricité propre comprenant des objectifs de croissance stratégique. Se reporter à la rubrique «Plan accéléré de croissance de l'électricité propre» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Environ 57 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta est une combinaison de centrales hydroélectriques, de centrales éoliennes, d'une centrale de stockage à batteries et de centrales thermiques converties au gaz naturel. Cet équilibre des types de sources d'énergie nous permet de diversifier notre portefeuille de production. Il nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Nous concluons également des contrats financiers afin de réduire notre exposition aux fluctuations des prix de l'électricité sur notre production marchande. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

### Transition vers l'énergie propre

La Société a terminé la conversion au gaz de ses centrales de l'Alberta qui étaient auparavant alimentées au charbon, et qui fonctionnent désormais uniquement au gaz. La Société a mis hors service la mine de charbon de Highvale le 31 décembre 2021 et n'extrait plus de charbon. Notre centrale alimentée au charbon de Centralia dans l'État de Washington s'est engagée à cesser ses activités dans le cadre du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* d'ici 2025. L'unité 1 de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020 et l'unité restante, l'unité 2 de Centralia, devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.

Le tableau ci-après présente les centrales de la Société converties au gaz :

Projet	MW	Cumul des dépenses liées aux projets de conversion <sup>1</sup>	Date d'achèvement du projet
Unité 3 de la centrale de Keephills	463	31 \$	T4 2021
Unité 2 de la centrale de Keephills	395	34 \$	T2 2021
Unité 6 de la centrale de Sundance	401	39 \$	T1 2021
Unité 1 de la centrale de Sheerness <sup>2</sup>	200	7 \$	T1 2021
Unité 2 de la centrale de Sheerness <sup>2</sup>	200	14 \$	T1 2020

<sup>1</sup> Les dépenses liées aux projets de conversion ne comprennent que les coûts associés à la transition vers les technologies d'alimentation au gaz. Les autres travaux d'entretien d'envergure planifiés ont été inclus dans les dépenses d'investissement de maintien.

<sup>2</sup> Ces installations sont détenues conjointement par TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») et Heartland Generation Ltd. Les données correspondent à la part des 400 MW de la centrale consolidée par la Société.

Au cours de la journée des investisseurs de 2021, la Société a annoncé sa décision de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance respectivement le 31 décembre 2021 et le 1<sup>er</sup> avril 2022. Les décisions de mise hors service ont été prises essentiellement en fonction de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état des unités, et de l'orientation stratégique de la Société vers des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client. Par suite de sa décision de mettre ces unités hors service, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation respectivement de 94 millions de dollars et 56 millions de dollars sur ces unités d'après leur valeur de récupération estimative.

À la suite d'une évaluation en profondeur du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la Société a interrompu le projet. Cette décision a été prise en raison d'une augmentation des coûts, de la dynamique changeante de l'offre et de la demande dans le marché de l'Alberta et des prévisions de prix de l'électricité sur le marché albertain, ainsi que des risques liés à la tarification du carbone et de l'évolution du contexte réglementaire. Compte tenu de l'interruption du projet, la Société compte redéployer les capitaux initialement alloués au projet de rééquipement de l'unité 5 de Sundance vers des projets de croissance liés aux énergies renouvelables. La Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 191 millions de dollars en 2021 à l'égard du projet. Le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait

à 33 millions de dollars. De ce montant, 25 millions de dollars étaient liés à des actifs détenus en vue de la vente. L'imputation pour dépréciation comprenait un montant de 141 millions de dollars lié aux actifs en construction et un montant de 50 millions de dollars pour le reste du matériel à vapeur de la centrale. Un montant additionnel de 20 millions de dollars a été passé en charges pour des montants dus en vertu de contrats en raison de l'interruption du projet.

Compte tenu de l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, nous avons également déprécié un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de dépenses d'investissement ou de charges d'exploitation pour utiliser le montant restant. La Société a déprécié le solde résiduel de l'actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) en 2021.

La mine de Highvale n'est plus considérée comme procurant un avantage économique important à l'unité génératrice de trésorerie («UGT») marchande de l'Alberta et a été retirée de l'UGT, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 195 millions de dollars en 2021. Une provision pour contrat déficitaire de 14 millions de dollars se rapportant à des paiements de redevances futurs (2022 et 2023) liés à la mine de Highvale a également été passée en charges en 2021.

Compte tenu de la conversion réussie de l'unité 3 de la centrale de Keephills le 29 décembre 2021 et de la fermeture de la mine de charbon de Highvale le 31 décembre 2021, les centrales thermiques de TransAlta en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel. Nous avons réduit nos émissions de CO<sub>2</sub> de 61 % par rapport aux niveaux de 2015.

### Changements apportés à la structure d'information sectorielle

Compte tenu de l'achèvement du plan de transition vers l'énergie propre et de l'annonce de notre orientation stratégique axée sur la production d'énergie renouvelable centrée sur le client, la Société a réorganisé ses secteurs opérationnels existants afin qu'ils soient plus en phase avec son orientation stratégique actuelle et son plan de croissance de l'électricité propre. Les changements apportés à la structure de l'information sectorielle reflètent un changement analogue dans la manière dont le chef de la direction évalue le rendement de la Société.

Les principaux changements sont l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz sont incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur, «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Commercialisation de l'énergie ou Siège social et autres. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

## Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Le tableau suivant présente le rendement de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020.

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	308	63	269	59	—	(85)	614
Canada, sans l'Alberta	14	120	75	—	137	—	346
États-Unis	—	79	10	74	—	—	163
Australie	—	—	140	—	—	—	140
<b>Total du BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>322</b>	<b>262</b>	<b>494</b>	<b>133</b>	<b>137</b>	<b>(85)</b>	<b>1 263</b>
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>							<b>(380)</b>

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz <sup>1</sup>	Transition énergétique <sup>2</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	88	18	151	36	—	(81)	212
Canada, sans l'Alberta	17	153	88	—	113	—	371
États-Unis	—	77	4	139	—	—	220
Australie	—	—	124	—	—	—	124
<b>Total du BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>105</b>	<b>248</b>	<b>367</b>	<b>175</b>	<b>113</b>	<b>(81)</b>	<b>927</b>
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>							<b>(303)</b>

1) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

2) Le secteur Transition énergétique comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia, ainsi que les actifs alimentés au charbon non convertis au gaz et les actifs miniers du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

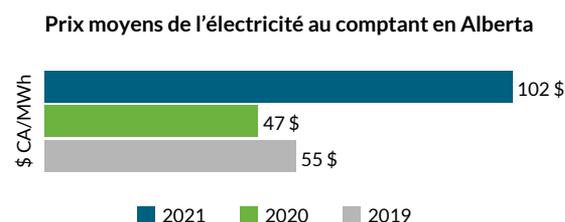
## Portefeuille de centrales électriques en Alberta

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché, plutôt qu'à la réglementation des tarifs. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'électricité est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»), en fonction des offres de vente d'électricité par les producteurs sur le marché axé uniquement sur l'énergie en temps réel. Notre base de production marchande en Alberta est exploitée dans le cadre de ce régime et nous gérons en interne nos offres de vente d'électricité.

Le 31 décembre 2020, les contrats d'achat d'électricité réglementés en Alberta («CAÉ en Alberta») à l'égard de nos actifs hydroélectriques en Alberta («actifs hydroélectriques en Alberta»), des unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont expiré. Le 1<sup>er</sup> janvier 2021, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta et constituent un élément essentiel des activités d'optimisation du portefeuille en Alberta.

Le portefeuille de centrales électriques en Alberta a généré une marge brute de 864 millions de dollars, une augmentation de 405 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2020. Ce rendement s'explique par un raffermissement des prix de l'électricité dans la province et l'optimisation de la production au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables, en partie contrebalancés par la hausse des prix du gaz naturel et du carbone et l'augmentation des coûts de transport. L'optimisation des centrales est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille et permet de maximiser les marges d'exploitation. Une partie de la production de base du portefeuille est couverte de façon à garantir les flux de trésorerie. Le portefeuille comprend des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et alimentées au gaz naturel exploitées principalement sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. Avant 2022, le portefeuille de centrales électriques en Alberta comprenait également des unités alimentées au charbon qui sont désormais hors service, ont été converties au gaz naturel ou ne fonctionneront plus qu'au gaz. L'unité 4 de Sundance continuera à être exploitée au sein du portefeuille, en n'étant alimentée qu'au gaz, jusqu'à la date de sa mise hors service, le 1<sup>er</sup> avril 2022.

La demande annuelle de l'Alberta a augmenté d'environ 3,0% de 2020 à 2021, l'économie se remettant des effets de la pandémie de COVID-19 et des conditions de marché plus favorables pour les produits de base liés à l'énergie soutenant la demande d'électricité dans la province. Le prix moyen du pool a augmenté, passant de 47 \$/MWh en 2020 à 102 \$/MWh en 2021. Les prix de pool ont connu une hausse chaque trimestre par rapport à ceux des trimestres correspondants de 2020, généralement en raison de la concurrence entre les producteurs, de la hausse de la demande dans la province, du resserrement de l'offre en raison d'un plus grand nombre d'interruptions planifiées, et de la hausse des prix du gaz naturel et du carbone. De plus, en 2021, l'Alberta a connu une très forte demande liée aux conditions météorologiques en février, juin, juillet et décembre.



Exercices clos les 31 décembre	2021					2020					2019				
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Total de la production (GWh) <sup>1</sup>	1 586	1 319	7 281	2 591	12 777	1 779	1 320	7 732	2 865	13 696	1 715	1 058	8 691	4 698	16 162
Produits des activités ordinaires	358	97	680	257	1 392	126	57	482	207	872	132	59	519	334	1 044
Coûts du combustible et des achats d'électricité	13	9	258	92	372	6	15	151	73	245	4	6	151	84	245
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	96	60	156	—	—	120	48	168	—	—	138	77	215
Marge brute	345	88	326	105	864	120	42	211	86	459	128	53	230	173	584

1) Au cours de l'exercice considéré et des exercices précédents, les unités des secteurs Gaz et Transition énergétique pourraient avoir fonctionné au charbon.

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	102 \$	47 \$	55 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	3,39 \$	2,11 \$	1,68 \$
Coût du carbone par tonne	40 \$	30 \$	20 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh <sup>1</sup>	109 \$	64 \$	65 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh, énergie hydroélectrique	122 \$	51 \$	61 \$
Prix réalisé par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	55 \$	23 \$	30 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh, énergie éolienne	63 \$	33 \$	38 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	102 \$	71 \$	64 \$
Volume couvert (MW) <sup>2</sup>	6 992 \$	5 395 \$	5 187 \$
Position de couverture (en pourcentage) <sup>3</sup>	75 \$	100 \$	87 \$
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	72 \$	54 \$	55 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh <sup>4</sup>	38 \$	23 \$	18 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh <sup>4</sup>	16 \$	16 \$	16 \$

1) Le prix de l'électricité réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé de l'électricité vendue aux termes des contrats commerciaux de la Société et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

2) En 2020 et 2019, une grande partie du portefeuille en Alberta faisait encore l'objet de CAÉ et les volumes de CAÉ ne sont pas inclus dans les volumes totaux couverts indiqués ci-dessus.

3) Correspond au pourcentage de la production vendue à terme à la fin de la période de présentation de l'information financière pour les actifs du secteur Gaz seulement. Le programme de couverture est axé principalement sur la production des actifs des secteurs Gaz et Transition énergétique.

4) Les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh et les coûts de conformité carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le prix de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté de 45 \$ par MWh par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison essentiellement de l'optimisation de la production au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables. Les prix réalisés comprennent les profits et les pertes découlant des positions de couverture conclues dans le but d'atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le coût du combustible et des achats d'électricité par MWh de production a augmenté de 15 \$ par MWh par rapport à celui de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz naturel, la hausse de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale, et la hausse des coûts de transport.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont été comparables à ceux de l'exercice 2020. Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté en 2021 en raison surtout d'une hausse du prix du carbone qui est passé de 30 \$ la tonne à 40 \$ la tonne, hausse toutefois contrebalancée en grande partie par les variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons consommé plus de gaz naturel que de charbon. Les variations de la proportion de combustibles utilisés ont permis de réduire efficacement les coûts de conformité liés aux gaz à effet de serre («GES»), la combustion du gaz naturel produisant moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

## Plan accéléré de croissance de l'électricité propre

Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses objectifs de croissance stratégique et son plan accéléré de croissance de l'électricité propre. Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité centrée sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable, qui se concentre sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en développant son portefeuille de centrales de haute qualité grâce à des flux de trésorerie stables et prévisibles. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, peu coûteuse et fiable et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons.

Le fait que la Société se concentre davantage sur la production d'énergie à partir de sources renouvelables et sur les solutions de stockage pour les clients s'explique en grande partie par les politiques mondiales de décarbonation, l'augmentation de la demande et les projections de croissance dans le secteur des énergies renouvelables, notamment pour permettre aux entreprises d'atteindre leurs cibles liées aux questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»). Pour en savoir plus sur l'évolution de la réglementation, se reporter à la rubrique «Questions environnementales, sociales et de gouvernance» du présent rapport de gestion.

Nous évaluons principalement les occasions de nouveaux projets en Alberta, en Australie-Occidentale et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des marchés où nous menons déjà des activités. Nous maintenons en poste des équipes de développement hautement qualifiées et expérimentées dont la principale fonction est de déceler et de développer ces occasions.

Dans notre plan accéléré de croissance de l'électricité propre, nous avons établi les priorités et les objectifs stratégiques suivants pour nous guider au cours de la période 2021-2025 :

- Fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement ciblé de 3 milliards de dollars d'ici la fin de 2025. Ces nouveaux actifs, une fois pleinement opérationnels, devraient générer un BAIIA annuel moyen<sup>1</sup> supplémentaire de 250 millions de dollars.
- Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client grâce au déploiement de notre filière de développement de 3 GW.
- Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.
- Réaliser une diversification et une création de valeur ciblées en nous concentrant sur l'expansion de notre plateforme dans chacune de nos principales zones géographiques (Canada, États-Unis et Australie).
- Piloter l'élaboration de politiques ESG pour permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.
- Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie et le potentiel d'investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.

Nous prévoyons que la part du BAIIA de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les énergies hydroélectrique, éolienne et solaire, passera de 35 % à 70 % d'ici la fin de 2025.

<sup>1</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Le plan de croissance de l'électricité propre sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie actuels, les fonds provenant des activités d'exploitation et le financement des actifs.

## Croissance

En 2021, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction et l'acquisition d'actifs d'une capacité 600 MW, ainsi que des projets à un stade de développement avancé d'une capacité de 240 MW. En outre, le portefeuille de croissance actuel offre une capacité potentielle de 2 085 MW à 2 685 MW liée à des projets aux premiers stades de développement.

### Acquisition annoncée

#### *Parcs solaires en Caroline du Nord*

Le 5 novembre 2021, la Société a réalisé l'acquisition annoncée précédemment d'un portefeuille de parcs solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord»). Ce portefeuille se compose de 20 parcs solaires photovoltaïques situés en Caroline du Nord. Les parcs sont entrés en service entre novembre 2019 et mai 2021 et sont tous opérationnels. Le portefeuille est garanti par des CAÉ à long terme conclus avec Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque parc. Les parcs solaires en Caroline du Nord devraient générer un BAIIA annuel moyen<sup>2</sup> d'environ 9 millions de dollars américains et des liquidités disponibles à des fins de distribution annuelles moyennes d'environ 7 millions de dollars américains.

---

<sup>2</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

## Projets en construction

Les projets suivants, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration (le «conseil») et sont en cours de construction. Les projets en construction seront financés au moyen des liquidités existantes à court terme. Nous continuerons d'envisager le financement de projets ou le recours au financement donnant droit à des avantages fiscaux comme solution de financement à long terme pour chacun des actifs.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet		Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue <sup>1</sup>	Durée du CAÉ	BAIIA annuel moyen <sup>2</sup>	État
				Dépenses estimées						
<b>Projets en construction ou dont la construction est approuvée</b>										
<b>Canada</b>										
Garden Plain <sup>3</sup>	Énergie éolienne	AB	130	190 \$	– 200 \$	37 \$	S2 2022	18	14 \$ – 18 \$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obtention des permis et approbations nécessaires</li> <li>Début des activités de construction au quatrième trimestre de 2021</li> <li>Projet en voie d'être achevé dans les délais</li> </ul>
<b>États-Unis</b>										
Parcs éoliens White Rock	Énergie éolienne	OK	300	460 \$ US	– 470 \$ US	30 \$ US	S2 2023		42 \$ US – 46 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> <li>CAÉ à long terme conclu</li> <li>Conclusion de tous les principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction</li> <li>Conception détaillée et obtention des permis définitifs en bonne voie</li> </ul>
<b>Australie</b>										
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU	– 73 \$ AU	15 \$ AU	S2 2022	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> <li>Émission de l'ordre de démarrage des travaux définitif le 28 septembre 2021</li> <li>Projet en voie d'être achevé dans les délais</li> </ul>

1) S2 est défini comme le second semestre de l'exercice.

2) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) Le CAÉ de Garden Plain conclu avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») vise 100 MW sur la capacité totale de 130 MW de la centrale.

## Projets à un stade de développement avancé

Ces projets ont fait l'objet d'une étude détaillée, sont à une position avancée de la file d'attente aux fins d'interconnexion et poursuivent des occasions d'enlèvement. Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen <sup>1</sup>
<b>Projets à un stade de développement avancé</b>					
Horizon Hill	Énergie éolienne	Oklahoma	200	290 \$ US – 310 \$ US	25 \$ US – 35 \$ US
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	Australie-Occidentale	s. o.	50 \$ AU – 53 \$ AU	6 \$ AU – 7 \$ AU
Projet d'expansion visant la capacité à Mount Keith	Gaz	Australie-Occidentale	40	80 \$ AU – 100 \$ AU	9 \$ AU – 12 \$ AU

1) Cette mesure n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Projets aux premiers stades de développement

Ces projets en sont aux premiers stades de développement et peuvent ou non se concrétiser. En règle générale, ces projets auront :

- recueilli des données météorologiques;
- commencé à obtenir le contrôle des terrains;
- entrepris des études environnementales;
- confirmé l'accès approprié au transport;
- amorcé les processus préliminaires d'obtention des permis et d'autres approbations réglementaires.

Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement aux premiers stades de développement :

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)
<b>Projets aux premiers stades de développement</b>			
<b>Canada</b>			
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	300
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	100
WaterCharger	Stockage à batteries	Alberta	180
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	85
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie solaire en Alberta	Énergie solaire	Alberta	35
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	200
Projet de pompage hydraulique de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 – 900
<b>Total</b>			<b>1 340 – 1 940</b>
<b>États-Unis</b>			
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	130
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	185
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Autres projets éoliens potentiels aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	240
<b>Total</b>			<b>605</b>
<b>Australie</b>			
Projets d'expansion dans la région de Goldfields	Gaz, énergie solaire et énergie éolienne	Australie-Occidentale	90
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
<b>Total</b>			<b>140</b>
<b>Canada, États-Unis et Australie</b>			<b>Total 2 085 – 2 685</b>

## Faits saillants

### Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Disponibilité ajustée (%)	86,6	90,7	90,0
Production (GWh)	22 105	24 980	29 071
Produits des activités ordinaires	2 721	2 101	2 347
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>1</sup>	1 054	805	881
Coûts de conformité liés au carbone <sup>1</sup>	178	163	205
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	511	472	475
BAlIA ajusté <sup>2,3,7</sup>	1 263	927	984
Résultat avant impôts sur le résultat	(380)	(303)	193
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(576)	(336)	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 001	702	849
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>2,3</sup>	971	685	757
Flux de trésorerie disponibles <sup>2,3</sup>	562	358	435
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(2,13)	(1,22)	0,18
Dividendes déclarés sur actions ordinaires <sup>4</sup>	0,19	0,22	0,12
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>5</sup>	1,02	1,27	0,78
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>2,3,8</sup>	3,58	2,49	2,67
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>2,3,8</sup>	2,07	1,30	1,54
<b>Aux 31 décembre</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Total de l'actif	9 226	9 747	9 508
Total de la dette nette consolidée <sup>3,6</sup>	2 636	2 974	3 110
Total des passifs non courants	4 702	5 376	4 329
Total du passif	6 633	6 311	5 446

1) Les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison et ces ajustements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

2) Comprennent le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019.

3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

4) Au premier trimestre de 2021, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2021 ayant été déclaré en décembre 2020.

5) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de séries A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

6) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de notre filiale TransAlta OCP LP («TransAlta OCP») et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

7) Au quatrième trimestre de 2021, le BAlIA aux fins de comparaison a été renommé BAlIA ajusté conformément à la terminologie normalisée du secteur.

8) Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2021 était de 271 millions d'actions (275 millions d'actions en 2020 et 283 millions d'actions en 2019). Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.

Notre portefeuille de centrales électriques en Alberta a affiché un rendement exceptionnel, ce qui a permis à la Société de réaliser une performance globale solide. Les secteurs Hydroélectricité et Gaz ont tous deux bénéficié d'une grande disponibilité des actifs marchands pendant les périodes de tarification de pointe, résultat d'un été anormalement chaud et d'un hiver froid, ainsi que des périodes d'interruption planifiée dans les centrales thermiques à l'échelle de la province. Le portefeuille d'actifs marchands en Alberta était bien placé pour tirer parti des possibilités découlant d'excellentes conditions du marché au comptant par l'intermédiaire des produits de l'énergie et des services auxiliaires. À cela s'est ajoutée la solide performance du secteur Commercialisation de l'énergie.

La **disponibilité ajustée** pour l'exercice 2021 s'est établie à 86,6 %, en regard de 90,7 % pour l'exercice 2020. La diminution s'explique principalement par l'augmentation du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Transition énergétique. Les interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à l'unité 4 de la centrale de Sundance ont eu une incidence négative sur la disponibilité. De plus, la disponibilité ajustée a diminué en raison des interruptions planifiées aux fins de la conversion des chaudières aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills. L'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills a contribué davantage à la diminution de la disponibilité ajustée.

La **production** pour l'exercice 2021 s'est élevée à 22 105 gigawattheures («GWh»), par rapport à 24 980 GWh pour l'exercice 2020. La baisse de la production s'explique principalement par la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia, les activités d'optimisation du portefeuille en Alberta, une diminution des ressources éoliennes, l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et une diminution des charges de capacité dans le secteur Gaz. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de la production supplémentaire à la centrale Ada dans le secteur Gaz et par la hausse de la production supplémentaire au parc éolien Skookumchuck, au parc éolien Windrise et aux parcs solaires en Caroline du Nord dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Les **produits des activités ordinaires** pour l'exercice 2021 ont augmenté de 620 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2020, ce qui s'explique principalement par la hausse des prix réalisés obtenus dans le marché de l'Alberta grâce à nos activités d'optimisation et d'exploitation et l'élimination des obligations de paiement net aux termes des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta exigées au cours de la période précédente. Les produits des activités ordinaires ont également augmenté en raison de la solide performance du secteur Commercialisation de l'énergie, d'une augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Gaz du fait de l'ajout de la centrale Ada, et d'une augmentation dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de l'ajout des parcs solaires en Caroline du Nord et du parc éolien Windrise. Ces augmentations ont été en partie annulées par le recul de la production dans les secteurs Transition énergétique, Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, et Gaz.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de 249 millions de dollars en 2021 comparativement à ceux de 2020. Dans le secteur Transition énergétique, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté par rapport à ceux de 2020 en raison d'une hausse des coûts de transport du combustible et du prix plus élevé de l'électricité achetée au cours de périodes de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Centralia. En outre, dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, la hausse du prix du gaz naturel, la hausse de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale ont contribué à l'augmentation des coûts du combustible.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont augmenté de 15 millions de dollars par rapport à ceux de 2020 du fait d'une augmentation du prix du carbone par tonne, contrebalancée en partie par la réduction des émissions de GES attribuable aux variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons eu davantage recours au gaz naturel et moins au charbon dans le cadre de nos activités. En outre, les coûts de conformité liés au carbone ont été en partie contrebalancés par la baisse de la production dans les secteurs Gaz et Transition énergétique. Le recours au gaz naturel dans le cadre de nos activités permet de réduire les coûts de conformité liés au carbone puisque nos émissions de GES sont ainsi moins élevées que si nous utilisions du charbon.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour l'exercice 2021 ont augmenté de 39 millions de dollars en regard de celles de l'exercice 2020. Une réduction de valeur de 28 millions de dollars a été comptabilisée au titre des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. De plus, la variabilité causée par le swap sur rendement total a entraîné une variation favorable de 7 millions de dollars. Au cours de l'exercice 2021, nous avons reçu des fonds de 8 millions de dollars au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada («SSUC»). Compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total, des fonds reçus au titre de la SSUC et de la réduction de valeur des stocks, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été plus élevées en comparaison de celles de

l'exercice 2020, principalement du fait de l'augmentation des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance et de la hausse des charges liées aux incitatifs. En outre, des coûts additionnels ont été associés aux frais juridiques et au règlement d'affaires juridiques en cours. Conformément à l'engagement pris, nous continuons d'utiliser les fonds reçus au titre de la SSUC pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

Le **BAIIA ajusté** a augmenté de 336 millions de dollars par rapport à celui de 2020. Le BAIIA ajusté a augmenté en grande partie en raison de l'augmentation de la marge brute, attribuable à la hausse des prix réalisés et à l'optimisation de la répartition dans le marché de l'Alberta de nos centrales marchandes faisant partie du portefeuille de centrales électriques en Alberta dans les secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique. En outre, le BAIIA ajusté dans le secteur Commercialisation de l'énergie a aussi augmenté en raison des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés nord-américains. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la mise hors service de l'unité 1 de Centralia, les interruptions non planifiées à l'unité 2 de Centralia dans le secteur Transition énergétique et l'interruption prolongée des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Les variations importantes du BAIIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

La **perte avant impôts sur le résultat** pour l'exercice 2021 a augmenté de 77 millions de dollars par rapport à celle de l'exercice 2020. La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour l'exercice 2021 s'est établie à 576 millions de dollars, comparativement à une perte de 336 millions de dollars pour l'exercice 2020. La hausse de la perte avant impôts sur le résultat et l'augmentation de la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2021 s'expliquent en grande partie par la hausse de la dépréciation d'actifs découlant des décisions relatives à la fermeture de la mine de Highvale, à l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à la mise hors service prévue de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills. Cette hausse de la dépréciation d'actifs a été partiellement compensée par une augmentation du BAIIA ajusté résultant en grande partie du solide rendement du portefeuille de centrales électriques en Alberta dans toutes nos catégories de sources d'énergie, d'une hausse des profits tirés de la vente d'actifs en raison du profit réalisé sur la vente de matériel dans le secteur Transition énergétique et du profit tiré de la vente du gazoduc Pioneer dans le secteur Gaz, et d'une diminution de l'amortissement. L'augmentation de la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'explique également par l'augmentation de la charge d'impôts sur le résultat en 2021 en raison de l'augmentation du résultat du secteur Commercialisation de l'énergie et du portefeuille de centrales électriques en Alberta.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** ont augmenté de 299 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2020, en raison surtout de la hausse des produits des activités ordinaires tirés des actifs marchands en Alberta et des variations des soldes hors trésorerie du fonds de roulement, contrebalancées en partie par une hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration à mesure que la Société abandonnait le charbon.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 562 millions de dollars contre 358 millions de dollars en 2020. Ceci représente une augmentation de 204 millions de dollars attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté, contrebalancée en partie par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien liées à une augmentation des travaux d'entretien planifiés et des révisions générales des centrales, le règlement de provisions et la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

## Dépenses d'investissement de maintien

Nos activités sont caractérisées par un cycle long, sont très capitalistiques et nécessitent d'importantes dépenses d'investissement. Notre objectif est d'engager des dépenses d'investissement de maintien qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos centrales sur une longue période.

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>199</b>	<b>157</b>	<b>141</b>

Le total des dépenses d'investissement de maintien a augmenté de 42 millions de dollars par rapport à celui de 2020, principalement en raison de l'augmentation des travaux d'entretien d'envergure planifiés aux fins de révision générale aux unités 2 et 3 de Keephills et à l'unité 1 de Sheerness et des dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle du portefeuille de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens, l'accent étant mis sur le remplacement planifié de composantes du portefeuille de parcs éoliens.

## Capacité de produire des résultats financiers

Les mesures que nous utilisons pour suivre notre rendement sont le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles. Le tableau qui suit présente une comparaison des objectifs et des montants réels pour chacun des trois exercices financiers :

Exercices clos les 31 décembre		2021	2020	2019
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	Objectif <sup>2</sup>	<b>1 200 – 1 300</b>	925 – 1 000	875 – 975
	Réel	<b>1 263</b>	927	984
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup></b>	Objectif <sup>2</sup>	<b>500 – 560</b>	325 – 375	350 – 380
	Réel	<b>562</b>	358	435

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

2) Cet objectif représente nos perspectives révisées. Compte tenu de notre solide rendement aux deuxième et troisième trimestres de 2021, la Société a révisé ses objectifs pour 2021 : la fourchette cible au titre du BAIIA ajusté, qui était de 960 millions de dollars à 1 080 millions de dollars, est maintenant de 1 200 millions de dollars à 1 300 millions de dollars; et la fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles, qui était de 340 millions de dollars à 440 millions de dollars, est maintenant de 500 millions de dollars à 560 millions de dollars. En outre, au quatrième trimestre de 2019, nous avons révisé notre fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles, la faisant passer d'une fourchette de 270 millions de dollars à 330 millions de dollars à une fourchette de 350 millions de dollars à 380 millions de dollars.

## Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

### Projets de parcs éoliens White Rock et clôture des CAE par le secteur Siège social

Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ à long terme avec un nouveau client ayant une cote de crédit AA de S&P Global Ratings visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Les projets de parcs éoliens White Rock comprendront un total de 51 éoliennes Vestas. La construction devrait commencer à la fin de 2022 et la date de mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et sera propriétaire des installations. Le coût total de la construction, qui devrait être financé au moyen de liquidités existantes et de financement donnant droit à des avantages fiscaux, est évalué à un montant d'environ 460 millions de dollars américains à 470 millions de dollars américains. Plus de 90 % des coûts du projet sont couverts par des contrats d'approvisionnement en éoliennes conclus à prix fixe et des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction à prix fixe. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen<sup>3</sup> d'environ 42 millions de dollars américains à 46 millions de dollars américains, y compris les crédits d'impôt à la production.

<sup>3</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Acquisition de parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a clôturé l'acquisition d'un portefeuille de 20 parcs solaires photovoltaïques de 122 MW situés en Caroline du Nord. Les actifs ont été acquis au moyen d'un fonds géré par Copenhagen Infrastructure Partners pour un montant d'environ 99 millions de dollars américains (y compris les ajustements liés au fonds de roulement) et la prise en charge des obligations existantes liées à un financement donnant droit à des avantages fiscaux. L'acquisition a été financée au moyen de liquidités existantes.

À la clôture de l'acquisition, TransAlta Renewables a acquis une participation financière de 100 % dans les parcs solaires en Caroline du Nord auprès d'une filiale en propriété exclusive de TransAlta au moyen d'une structure d'actions reflet pour une contrepartie totale d'environ 102 millions de dollars américains.

Les parcs sont tous opérationnels et sont entrés en service entre novembre 2019 et mai 2021. Le portefeuille est garanti par des CAÉ conclus avec Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque parc. Les parcs solaires en Caroline du Nord devraient générer un BAIIA annuel moyen<sup>4</sup> d'environ 9 millions de dollars américains.

### Interruption au parc éolien de Kent Hills

Le 27 septembre 2021, Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour située dans l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Il n'y a eu aucun blessé par suite de l'effondrement. Personne ne se trouvait dans la zone lorsque l'incident s'est produit et aucune propriété n'est située à proximité. L'équipe d'intervention d'urgence de la Société a sécurisé la zone. La Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 2 millions de dollars en raison de l'effondrement de la tour.

Le parc éolien de Kent Hills se compose de 50 éoliennes aux unités 1 et 2 et de cinq éoliennes à l'unité 3. À la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales des défaillances, la Société a annoncé, le 11 janvier 2022, que les fondations des 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills devaient être entièrement remplacées. L'analyse des causes fondamentales du problème a permis de conclure que ce sont des déficiences dans la conception initiale des fondations qui ont entraîné la propagation de fissures souterraines dans les fondations et que celles-ci doivent maintenant être remplacées. La Société procède actuellement à la planification de la réfection des sites éoliens et prévoit que les fondations seront entièrement remplacées d'ici la fin de 2023. Conformément aux recommandations d'ingénieurs indépendants, et afin de préserver la sécurité des installations et des éoliennes concernées, les éoliennes seront mises à l'arrêt jusqu'à ce que leurs fondations soient remplacées. La Société a comptabilisé un amortissement accéléré de 12 millions de dollars pour les 50 fondations qui seront remplacées.

Le remplacement des fondations nécessitera des dépenses d'environ 75 millions de dollars à 100 millions de dollars au total. La mise en œuvre du plan de restauration devrait commencer en 2022. L'interruption devrait entraîner un manque à gagner sur les produits d'environ 3,4 millions de dollars par mois sur une base annualisée tant que les 50 éoliennes sont hors service, selon l'historique de production d'énergie éolienne moyenne, et des produits devraient être générés à mesure que les éoliennes seront remises en service.

TransAlta et la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick poursuivent leurs discussions afin de permettre la remise en service des installations en toute sécurité.

Les problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont particuliers à la conception de ces unités, et rien n'indique que de tels problèmes existent à l'unité 3 de Kent Hills ni à d'autres installations éoliennes du portefeuille. La Société maintient la communication avec les principales parties prenantes et les tient au courant de la situation. La Société évalue activement les options à sa disposition pour recouvrer ces coûts auprès de tiers et d'assureurs.

<sup>4</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Puisqu'il a été établi que les fondations des 50 éoliennes devaient être remplacées, et en raison de certaines modifications apportées aux polices d'assurance applicables, la filiale en exploitation de la Société, Kent Hills Wind LP, a avisé Compagnie Trust BNY Canada, à titre de fiduciaire (le «fiduciaire») des obligations sans recours d'environ 221 millions de dollars en circulation liées au projet (les «obligations de Kent Hills») garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations de Kent Hills. En cas de défaut, les porteurs de plus de 50 % du principal impayé sur les obligations de Kent Hills ont le droit d'ordonner au fiduciaire de déclarer immédiatement exigibles et payables le principal et les intérêts sur les obligations de Kent Hills et tous les autres montants exigibles, notamment tout montant compensatoire (39 millions de dollars au 31 décembre 2021), et d'ordonner au fiduciaire d'exercer des droits à l'égard de certains biens donnés en garantie. La Société a entamé des discussions avec le fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills afin de négocier les renonciations et les modifications requises pendant que la Société s'efforce de remédier aux problématiques décrites dans l'avis. Bien que la Société s'attende à conclure une entente avec le fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills quant aux modalités d'une renonciation et d'une modification convenables, rien ne garantit qu'elle obtiendra ces renonciations et modifications. Par conséquent, la Société a classé la totalité de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en tant que passif courant au 31 décembre 2021.

### **Journée des investisseurs**

Le 28 septembre 2021, TransAlta a tenu sa journée des investisseurs de 2021 et a annoncé son plan de croissance de l'électricité propre. La Société s'est fixé comme objectif de fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement prévu de 3 milliards de dollars d'ici 2025. TransAlta accélérera sa croissance en mettant l'accent sur des solutions d'énergie renouvelable et de stockage centrées sur le client par la mise à exécution de sa filière de développement de 3 GW. Voir la rubrique «Plan accéléré de croissance de l'électricité propre» du présent rapport de gestion.

### **Mise hors service d'unités alimentées au charbon : unité 4 de la centrale de Sundance, unité 1 de la centrale de Keephills et unité 5 de la centrale de Sundance**

La Société a annoncé, lors de sa récente journée des investisseurs, sa décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills le 1<sup>er</sup> janvier 2022 et l'unité 4 de la centrale de Sundance en 2022.

Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a donné avis à l'AESO de son intention de mettre hors service à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2021 l'unité 5 de la centrale alimentée au charbon de Sundance actuellement mise temporairement à l'arrêt, et de résilier le contrat de service de transport qui s'y rapporte. Pour plus de précisions sur ces actifs thermiques, se reporter à «Transition vers l'énergie propre» sous la rubrique «Description des activités» du présent rapport de gestion.

### **TransAlta réalise l'élimination complète du charbon au Canada**

Au cours de l'exercice, la Société a achevé la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance, qui sont passées du charbon thermique au gaz naturel. Les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance conserveront leur capacité nominale de production de respectivement 395 MW, 463 MW et 401 MW. Ces projets de conversion au gaz permettront de réduire nos émissions de CO<sub>2</sub> de plus de la moitié et concluent la réalisation de notre plan visant à produire de l'électricité à 100 % à partir d'énergie propre en Alberta avant la fin de 2021. Au 31 décembre 2021, la Société avait achevé la transition vers le gaz naturel au Canada.

### Dépréciation de la mine de Highvale

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale avant la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Au cours du troisième trimestre de 2021, comme toutes les unités restantes alimentées au charbon de TransAlta étaient converties au gaz naturel, ou étaient en voie de l'être ou d'être mises hors service, la mine de Highvale a cessé d'être considérée comme procurant un avantage économique important à l'UGT marchande de l'Alberta et a été retirée de l'UGT, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 195 millions de dollars en 2021. À compter du 31 décembre 2021, la mine est entrée dans sa phase de remise en état.

### Annnonce d'une augmentation du dividende sur les actions ordinaires

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé que le conseil avait approuvé une augmentation de 11 % du dividende sur les actions ordinaires et a déclaré un dividende de 0,05 \$ par action ordinaire qui a été versé le 1<sup>er</sup> janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1<sup>er</sup> décembre 2021. Le dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,20 \$ par action ordinaire.

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

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend 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 seront tous intégrés à notre réseau éloigné du nord existant de Southern Cross Energy de 169 MW, en Australie-Occidentale. La construction a commencé au premier trimestre de 2022 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé entre environ 69 millions de dollars australiens et 73 millions de dollars australiens. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen<sup>5</sup> d'environ 9 millions de dollars australiens à 10 millions de dollars australiens.

Le 22 octobre 2020, SCE a remplacé et prolongé son CAÉ existant avec BHP. SCE se compose de quatre centrales de production d'une capacité combinée de 245 MW dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La prolongation procurera à SCE un rendement sur le capital investi à l'égard des nouvelles dépenses d'investissement qui seront nécessaires pour soutenir les futurs besoins énergétiques de BHP et favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions récemment annoncés. Les modifications au CAÉ procurent également à BHP des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris l'énergie solaire et éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie, sous réserve du respect de certaines conditions. Outre le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, l'évaluation d'autres initiatives d'approvisionnement en énergie renouvelable et de réduction des émissions de carbone dans le cadre du CAÉ prolongé avec BHP est en cours, y compris la production d'énergie éolienne et la production d'appoint à faible émission pour répondre aux futurs besoins en électricité de BHP.

### Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit en espèces net revenant à TransAlta au titre de la vente de sa participation de 50 % a totalisé environ 128 millions de dollars. Le gazoduc Pioneer a été intégré aux systèmes de

<sup>5</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

transport de gaz naturel de NOVA Gaz Transmission Ltd. («NGTL») et d'ATCO en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de la Société à Sundance et à Keephills. Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu d'autres contrats de livraison à long terme avec NGTL portant à 400 TJ/jour le volume visé au titre des services de livraison de gaz, nouveaux et existants, d'ici la fin de 2023.

### Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat proroge l'échéance du contrat initial, qui passe du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Le contrat stipule que si la Société ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, la Société a la possibilité de déposer un avis de résiliation en 2022, ce qui mettrait fin au contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour quatre ans après le dépôt de cet avis. La Société est en pourparlers avec les trois autres clients industriels existants en vue de la prolongation de leur approvisionnement en électricité et en vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia selon des modalités comparables. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. Le 19 juillet 2021, la SIERE a publié son rapport d'acquisition annuel qui comprenait des détails provisoires concernant les mécanismes d'approvisionnement à moyen et à long terme liés à la capacité de production, existante et nouvelle, à compter de 2026. Le processus d'approvisionnement à moyen terme est prévu pour 2022. La Société prévoit de prendre part au processus en vue d'obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia à la fin du contrat actuel.

### Projet de parc éolien Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ à long terme avec Pembina aux termes duquel Pembina s'est engagée à acheter les attributs d'électricité renouvelable et attributs environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de gestion. Garden Plain sera situé à environ 30 kilomètres au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction ont débuté à l'automne 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen<sup>6</sup> d'environ 14 millions de dollars à 18 millions de dollars.

### TransAlta Renewables figure au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes

Au deuxième trimestre de 2021, TransAlta Renewables a été inscrite au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes de Corporate Knights pour 2021. Le classement des 50 meilleures entreprises citoyennes est issu de l'évaluation d'entreprises canadiennes par rapport aux autres entreprises de leur secteur en fonction de 24 indicateurs clés de rendement touchant les questions ESG et à la lumière des informations publiées. La Société s'engage à assurer l'amélioration continue des enjeux ESG fondamentaux et à veiller à ce que sa création de valeur économique soit équilibrée grâce à une proposition de valeur en faveur de l'environnement et des collectivités.

---

<sup>6</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Équité, diversité et inclusion

Le 3 mai 2021, TransAlta a annoncé qu'elle avait obtenu la certification d'une partie tierce spécialisée dans la mesure et le suivi des indicateurs d'équité, de diversité et d'inclusion pour les organisations en raison de son engagement continu à l'égard de l'équité, de la diversité et de l'inclusion en milieu de travail et de sa performance exceptionnelle en cette matière. La Société a élaboré une stratégie sur cinq ans en matière d'équité, de diversité et d'inclusion qui a été approuvée par le conseil en août 2021 et qu'elle met en œuvre pour une première année.

### Emprunt lié au développement durable

En mars 2021, TransAlta a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit consortiale de 1,3 milliard de dollars jusqu'au 30 juin 2025 et a converti la facilité en emprunt lié au développement durable. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions ESG. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. L'emprunt lié au développement durable souligne l'engagement de TransAlta à l'égard du développement durable, y compris l'équité, la diversité et l'inclusion ainsi que la réduction des émissions.

### Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle la Société, les membres du conseil de la Société alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) («Brookfield») ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

### Litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») visant la centrale de South Hedland

Le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le règlement a été conclu, et les actions ont été rejetées officiellement par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 7 décembre 2021. Le montant du règlement a été comptabilisé dans les produits des activités ordinaires au quatrième trimestre de 2021, et tous les autres soldes qui avaient fait l'objet de provisions antérieurement ont été repris. Par suite du règlement, FMG demeure un client de la centrale de South Hedland.

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

L'unité 1 de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ. ENMAX Energy Corporation («ENMAX»), l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

### Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise («Windrise») de 206 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise a été payé par TransAlta Renewables. Windrise a été mis en service le 10 novembre 2021. Le 6 décembre 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, Windrise Wind LP, a obtenu un financement sous forme d'obligations vertes par voie de placement privé pour un montant de 173 millions de dollars. Les obligations amortissables portent intérêt à compter de leur date d'émission au taux annuel de 3,41 pour cent, et elles viennent à échéance le 30 septembre 2041.

Le 1<sup>er</sup> avril 2021, la Société a vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada («Ada») de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck («Skookumchuck») de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent sa participation financière dans les installations. La centrale Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec une contrepartie ayant une notation de qualité investissement.

### Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités

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

Aucune action ordinaire n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente.

### Changements à la direction

Le 31 mars 2021, Dawn Farrell a quitté le conseil et le poste de présidente et chef de la direction de la Société. John Kousinioris a succédé à M<sup>me</sup> Farrell à titre de président et chef de la direction et s'est joint au conseil le 1<sup>er</sup> avril 2021. Avant sa nomination à titre de chef de la direction de TransAlta, M. Kousinioris a occupé les postes de chef de l'exploitation, de chef de la croissance et de chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire de la Société.

Le 30 avril 2021, Brett Gellner, notre chef du développement, a pris sa retraite après près de 13 ans chez TransAlta. M. Gellner demeure administrateur non indépendant au sein du conseil d'administration de TransAlta Renewables.

### Changements au conseil d'administration

Le 4 mai 2021, la Société a annoncé la nomination de quatre nouveaux administrateurs : M. Thomas O'Flynn, M<sup>me</sup> Laura W. Folse, M. Jim Reid et M<sup>me</sup> Sarah Slusser, qui feront bénéficier le conseil de leur expérience diversifiée et de leurs points de vue. M. Richard Legault, M. Yakout Mansour et M<sup>me</sup> Georgia Nelson n'ont pas sollicité le renouvellement de leur mandat et se sont retirés du conseil immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires qui a été tenue le 4 mai 2021.

### COVID-19

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

La Société continue d'exercer ses activités conformément à son plan de continuité des activités, qui préconise ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance le fassent; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui ne sont pas en mesure de travailler à distance, peuvent travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. TransAlta s'est conformée aux directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où elle exerce ses activités afin de protéger la santé et la sécurité de tous les employés et entrepreneurs au moyen de protocoles de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles en matière de dépistage et de distanciation physique, notamment le port d'équipement de protection individuelle. Les employés qui fournissent une preuve de vaccination peuvent être dispensés des tests de dépistage rapides. En outre, TransAlta maintient des restrictions de voyage qui sont conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint, et la réorganisation des processus et des procédures pour réduire au minimum la transmission du virus en milieu de travail.

Malgré les défis liés à la pandémie, toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients, à l'exception des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, dont il a été question précédemment, pour une raison qui n'est pas liée à la COVID-19. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service en raison de la COVID-19. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce à ses contrats à long terme et aux positions couvertes ainsi qu'à ses vastes liquidités financières.

Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la pandémie et évaluent constamment ses répercussions sur la sécurité des employés, des activités d'exploitation, des chaînes d'approvisionnement et des clients de la Société et, de façon plus générale, sur les projets en immobilisations en cours et les activités commerciales et les affaires internes de la Société. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment : i) des interruptions potentielles de la production; ii) des perturbations de la chaîne d'approvisionnement; iii) l'indisponibilité d'employés; iv) de possibles retards dans les projets en immobilisations; v) un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base; et vi) une volatilité accrue dans l'évaluation des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que la demande d'électricité et le prix des produits de base.

### Investissement stratégique de Brookfield

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans la Société par l'entremise de l'achat de titres échangeables par Brookfield contre une participation dans les capitaux propres de certains actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta.

Le 1<sup>er</sup> mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1<sup>er</sup> mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Le produit de la première et de la deuxième tranche a été utilisé pour accélérer notre programme de conversion au gaz. En outre, le produit tiré de la deuxième tranche de financement a été utilisé pour financer les autres initiatives de croissance et aux fins générales de la Société.

Selon les modalités de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 %. Au 31 décembre 2021,

Brookfield détenait ou possédait, par l'intermédiaire des membres de son groupe, un total 35 425 696 actions ordinaires, ou exerçait un contrôle sur celles-ci, ce qui représente environ 13,1 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution. Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil.

Conformément à la convention d'investissement, TransAlta a créé un comité d'exploitation chargé des actifs hydroélectriques réunissant deux représentants de Brookfield et deux représentants de TransAlta pour collaborer relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques en Alberta afin d'en maximiser la valeur. Dans ce contexte, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des frais annuels de 1,5 million de dollars pendant six ans à compter du 1<sup>er</sup> mai 2019, montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

### Mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Centralia

En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (le «projet de loi»), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en cessant la production au charbon dans l'une de ses deux chaudières au plus tard à la fin de 2020 et dans l'autre, au plus tard à la fin de 2025. Le projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxyde d'azote («NO<sub>x</sub>»). L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020 comme prévu. L'unité 2 de la centrale de Centralia doit être mise à l'arrêt à la fin de 2025.

### TEC Hedland Pty Ltd. obtient un financement de 800 millions de dollars australiens

Le 22 octobre 2020, TEC Hedland Pty Ltd. («TEC»), une filiale de la Société, a conclu un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC (le «placement de TEC»). Le placement de TEC porte intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et vient à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Le placement de TEC s'est vu accorder une note de BBB par l'agence de notation Kroll Bond.

TransAlta Renewables a reçu un produit de 480 millions de dollars (515 millions de dollars australiens) au titre du placement de TEC par suite du rachat de certaines structures intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 millions de dollars australiens a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd., filiale de TransAlta. Le prêt porte intérêt à un taux de 4,32 % et sera remboursé d'ici le 23 octobre 2022, ou à vue. Le montant résiduel du produit du placement de TEC a été mis de côté pour financer les réserves et les coûts de transaction requis. TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur sa facilité de crédit et pour acquérir l'actif et les participations financières susmentionnés.

## Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

### Informations sectorielles

Les informations sectorielles sont préparées selon mêmes modalités que celles utilisées par la Société pour gérer ses activités, évaluer ses résultats financiers et prendre ses principales décisions opérationnelles. Se reporter à la rubrique «Description des activités» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur les changements apportés à la structure de l'information sectorielle.

Les principaux changements comprennent l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta qui ont été converties au gaz ont été incluses dans le nouveau secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur, «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Commercialisation de l'énergie ou Siège social et autres. Les mesures des exercices précédents ont été ajustées pour permettre leur comparaison avec celles des nouveaux secteurs.

## Résultats consolidés

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour l'exercice clos le 31 décembre :

Exercices clos les 31 décembre	Production moyenne à long terme (GWh) <sup>1</sup>			Production réelle (GWh) <sup>2</sup>			BAIIA ajusté <sup>3</sup>		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Hydroélectricité	2 030	2 030	2 030	1 936	2 132	2 045	322	105	110
Énergie éolienne et énergie solaire	4 345	3 916	3 549	3 898	4 069	3 355	262	248	231
Énergies renouvelables	6 375	5 946	5 579	5 834	6 201	5 400	584	353	341
Gaz				10 565	10 780	11 819	494	367	403
Transition énergétique				5 706	7 999	11 852	133	175	227
Commercialisation de l'énergie							137	113	89
Siège social et autres							(85)	(81)	(76)
<b>Total</b>				<b>22 105</b>	<b>24 980</b>	<b>29 071</b>	<b>1 263</b>	<b>927</b>	<b>984</b>
Résultat total avant impôts sur le résultat							(380)	(303)	193

1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2021, sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon notre modèle de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement de 30 à 35 ans pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et de 36 ans pour le secteur Hydroélectricité. La production moyenne à long terme (GWh) des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes actuellement dans une phase visant la transition de toutes les unités d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme (GWh) du secteur Gaz n'est pas prise en compte, puisqu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande.

2) Les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité des résultats de nos activités. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre et, au fil du temps, les installations continueront à produire conformément à leurs moyennes à long terme, qui se sont révélées être des indicateurs de rendement fiables.

3) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter ci-après dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

## Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Capacité installée brute (MW)</b>	<b>925</b>	925	925
<b>Production moyenne à long terme (GWh)</b>	<b>2 030</b>	2 030	2 030
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>92,4</b>	93,2	95,9
<b>Production</b>			
Contrat d'énergie			
Actifs hydroélectriques en Alberta (GWh) <sup>1</sup>	—	1 703	1 653
Autres centrales hydroélectriques (GWh) <sup>1</sup>	<b>434</b>	353	331
Énergie marchande			
Actifs hydroélectriques en Alberta (GWh)	<b>1 502</b>	—	—
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	—	76	61
<b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>	<b>1 936</b>	2 132	2 045
<b>Volumes des services auxiliaires (GWh)<sup>4</sup></b>	<b>2 897</b>	2 857	2 978
Actifs hydroélectriques en Alberta <sup>1</sup>	<b>185</b>	87	101
Autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires <sup>1,2</sup>	<b>42</b>	45	44
Paielements de capacité <sup>3</sup>	—	60	57
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires <sup>4</sup>	<b>160</b>	66	90
Paielement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net <sup>5</sup>	<b>(4)</b>	(106)	(136)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>383</b>	152	156
Coûts du combustible et des achats d'électricité	<b>16</b>	8	7
<b>Marge brute</b>	<b>367</b>	144	149
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>42</b>	37	36
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>3</b>	2	3
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>322</b>	105	110
<b>Informations complémentaires :</b>			
<b>Produits des activités ordinaires bruts par MWh</b>			
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh)	<b>123</b>	51	61
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	<b>55</b>	23	30
<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>26</b>	20	14

1) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en vertu de la réglementation du CAÉ. Ces CAÉ sont arrivés à échéance le 31 décembre 2020. Les autres centrales hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui ne sont pas visées par des CAÉ réglementés et les produits des activités ordinaires tirés du transport.

2) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos centrales hydroélectriques ne faisant pas l'objet d'un CAÉ, de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.

3) Les paielements de capacité tiennent compte de la charge au titre de la capacité annuelle, telle qu'elle est décrite dans le règlement Power Purchase Arrangements Determination Regulation AR 175/2000 accessible par l'intermédiaire de l'imprimeur de la Reine du gouvernement de l'Alberta. Le CAÉ est venu à échéance le 31 décembre 2020.

4) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'AESO.

5) Le montant net du paielement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta représente les obligations financières de la Société pour les montants notionnels d'énergie et de services auxiliaires conformément aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta qui sont venus à échéance le 31 décembre 2020.

## 2021

La disponibilité l'exercice 2021 a diminué en regard de celle de 2020, en raison surtout d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées.

Pour l'exercice 2021, la production a diminué de 196 GWh en regard celle de l'exercice 2020 sous l'effet essentiellement d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et de précipitations moins abondantes.

Les volumes des services auxiliaires pour l'exercice 2021 ont augmenté de 40 GWh par rapport à ceux de 2020, conformément à nos attentes.

Le BAIIA ajusté pour 2021 a augmenté de 217 millions de dollars par rapport à celui de 2020. Le 1<sup>er</sup> janvier 2021, le CAÉ de nos actifs hydroélectriques en Alberta ayant expiré, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'électricité de l'Alberta, ce qui a éliminé les obligations de paiement net aux termes des CAÉ en Alberta. Grâce à une forte disponibilité pendant les périodes de volatilité du marché, la Société a généré des produits des activités ordinaires tirés de l'énergie et des services auxiliaires plus élevés, en partie contrebalancés par une augmentation des coûts liés aux services de gestion de portefeuille, à la dotation en personnel pour la sécurité des barrages, au dragage et aux services des centrales.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2021 ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2020, en raison d'une augmentation des interruptions planifiées en 2021.

## 2020

La disponibilité pour l'exercice 2020 a diminué en regard de celle de 2019, en raison surtout d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées.

La production pour 2020 a augmenté de 87 GWh par rapport à celle de 2019, en raison principalement d'une hausse des ressources hydriques.

Les volumes des services auxiliaires pour l'exercice 2020 ont diminué de 121 GWh comparativement à ceux de l'exercice 2019. Cette diminution s'explique essentiellement par le fait que l'AESO a obtenu des volumes moins élevés de services auxiliaires en 2020. Les volumes des services auxiliaires ont subi l'incidence de la morosité du marché, notamment en raison de la COVID-19 et de la baisse de la demande du secteur industriel en Alberta.

Pour l'exercice 2020, les produits de l'énergie par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont diminué d'environ 10 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2019, en raison d'une baisse des prix marchands réalisés en Alberta. Pour l'exercice 2020, les produits des services auxiliaires par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont diminué d'environ 7 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2019. La baisse des prix réalisés est principalement attribuable aux conditions du marché défavorables en Alberta en 2020.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice 2020 a diminué de 5 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, du fait d'une baisse des produits des activités ordinaires en partie compensée par les recouvrements accordés par l'AESO en lien avec la procédure relative aux pertes de réseau attribuées par l'AESO.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2020 ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice 2019, en raison d'une augmentation des interruptions planifiées en 2020.

## Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	1 906	1 572	1 495
Production moyenne à long terme (GWh)	4 345	3 916	3 549
Disponibilité (%)	91,9	95,1	95,0
Production visée par des contrats (GWh)	2 850	2 871	2 395
Production marchande (GWh)	1 048	1 198	960
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>3 898</b>	<b>4 069</b>	<b>3 355</b>
Produits des activités ordinaires <sup>2</sup>	348	334	295
Coûts du combustible et des achats d'électricité	17	25	16
<b>Marge brute<sup>2</sup></b>	<b>331</b>	<b>309</b>	<b>279</b>
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	59	53	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	8	8
Autres résultats d'exploitation, montant net <sup>3</sup>	—	—	(10)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>262</b>	<b>248</b>	<b>231</b>

### Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien	13	13	13
---------------------------------------	----	----	----

1) La capacité installée brute de 2021 comprend 206 MW pour le parc éolien Windrise et 4 MW pour le parc éolien Oldman qui ont été ajoutés en 2021. La capacité installée brute de 2021 et de 2020 comprend les 10 MW de la centrale de stockage à batteries WindCharger et les 67 MW de notre quote-part du parc éolien Skookumchuck.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Concernent l'indemnité d'assurance comprise dans les autres résultats d'exploitation, montant net.

## 2021

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué par rapport à celle de 2020, surtout en raison de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 171 GWh par rapport à celle de 2020 et a subi l'incidence de la baisse des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux États-Unis et de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, le tout en partie contrebalancé par un exercice complet de production au parc éolien Skookumchuck, la mise en service du parc éolien Windrise et l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice 2021 a augmenté de 14 millions de dollars par rapport à celui de 2020, surtout en raison de la hausse des prix marchands en Alberta, d'un exercice complet d'exploitation au parc éolien Skookumchuck et à la centrale de stockage à batteries WindCharger ainsi que de la plus-value tirée de nos actifs nouvellement mis en service ou acquis en 2021, qui comprennent le parc éolien Windrise et les parcs solaires en Caroline du Nord. De plus, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont diminué en 2021 en raison des pertes de réseau attribuées par l'AESO comptabilisées en 2020. Le BAIIA ajusté a subi l'incidence négative de la baisse des ressources éoliennes dans l'Est du Canada et aux États-Unis, de l'interruption non planifiée des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2021 ont été comparables à celles de l'exercice 2020.

## 2020

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été comparable à celle de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a augmenté de 714 GWh, en raison surtout de la mise en service des parcs éoliens Big Level et d'Antrim en décembre 2019 et des ressources éoliennes abondantes dans toutes les régions en 2020, particulièrement dans nos centrales éoliennes en Alberta

Le BAIIA ajusté pour l'exercice 2020 a augmenté de 17 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2019, en raison principalement de l'ajout des parcs éoliens Big Level et d'Antrim et de la hausse de la production, le tout en partie contrebalancé par l'indemnité d'assurance reçue en 2019, la baisse des prix en Alberta et l'expiration prévue en 2019 de certains incitatifs à la production éolienne. En outre, en 2020, l'AESO a commencé à émettre des factures relatives aux pertes de réseau attribuées par l'AESO. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'est vu attribuer des coûts de 8 millions de dollars en 2020, qui ont été reflétés dans les coûts du combustible et des achats d'électricité pour le même exercice.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2020 ont été comparables à celles de l'exercice 2019.

## Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>3 084</b>	3 084	3 049
Disponibilité (%)	85,7	87,7	92,8
Production visée par des contrats (GWh)	3 622	7 280	8 101
Production marchande (GWh) <sup>2</sup>	7 084	3 698	3 810
Achats d'électricité (GWh) <sup>2</sup>	(141)	(198)	(92)
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>10 565</b>	10 780	11 819
Produits des activités ordinaires <sup>3</sup>	1 132	848	887
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	374	221	230
Coûts de conformité liés au carbone	118	120	138
<b>Marge brute<sup>3</sup></b>	<b>640</b>	507	519
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>3</sup>	173	166	162
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	13	9
Autres résultats d'exploitation, montant net <sup>3</sup>	(40)	(39)	(41)
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	—	(14)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>494</b>	367	403
<b>Informations complémentaires :</b>			
<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>128</b>	87	33

1) La capacité installée brute des exercices 2021 et 2020 comprend l'acquisition de la centrale Ada d'une capacité de 29 MW.

2) Les achats d'électricité utilisés pour l'optimisation de la répartition ont été séparés de la production marchande pour l'exercice considéré. Les montants des périodes de comparaison ont été ajustés afin de refléter ce changement.

3) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires, des coûts du combustible et des achats d'électricité, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et des autres résultats d'exploitation, montant net, inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le secteur Gaz est un nouveau secteur comme il est décrit à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion. Le secteur Gaz comprend les anciens secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, ainsi que les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta converties au gaz. Ces dernières comprennent les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux du nouveau segment.

## 2021

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué par rapport à celle de l'exercice 2020, essentiellement en raison de l'augmentation des interruptions non planifiées et des conversions prévues des chaudières aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 1 de la centrale de Sheerness en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une plus grande disponibilité à l'unité 6 de la centrale de Sundance dont la conversion au gaz s'est achevée en 2020.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 215 GWh par rapport à celle de 2020, principalement en raison de l'augmentation des activités d'optimisation du portefeuille en Alberta et de la baisse des charges des clients en Australie, partiellement compensées par une demande plus élevée dans nos autres centrales et une production supplémentaire provenant d'un exercice complet d'exploitation à la centrale de cogénération Ada.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a augmenté de 127 millions de dollars par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la hausse des prix marchands en Alberta, du règlement du CAÉ de la centrale de South Hedland et de la production supplémentaire provenant d'un exercice complet d'exploitation à la centrale de cogénération Ada, le tout partiellement contrebalancé par une augmentation des coûts du combustible, des interruptions à court terme non planifiées de la fourniture de vapeur par notre centrale de cogénération de Sarnia, d'une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liée aux projets de transfert de BHP, et des frais juridiques liés au règlement du CAÉ de la centrale South Hedland.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont augmenté de 41 millions de dollars, principalement en raison des coûts des travaux d'entretien d'envergure liés aux interruptions pour la conversion au gaz naturel des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 1 de la centrale de Sheerness, des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les centrales australiennes alimentées au gaz et de l'achat d'un moteur additionnel à la centrale de South Hedland.

## 2020

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué en regard de celle de l'exercice 2019, en raison de la révision générale planifiée à l'unité 6 de la centrale de Sundance pour la conversion au gaz, de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 1 039 GWh par rapport à celle de 2019, principalement en raison de la baisse de la disponibilité, de la diminution de la production marchande en Alberta et en Ontario et de la baisse de la demande de la clientèle en Australie, le tout en partie contrebalancé par l'ajout de la centrale de cogénération Ada.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 36 millions de dollars par rapport à celui de 2019, en raison de la diminution des produits des activités ordinaires découlant de la baisse des prix marchands réalisés en Alberta et de la diminution de la production, de la hausse des coûts du combustible et du règlement de 14 millions de dollars relatif aux CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2019, le tout en partie compensé par l'ajout de la centrale Ada, le report de frais juridiques, la réduction des effectifs résultant du contrôle des coûts et le raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont augmenté de 54 millions de dollars, principalement en raison de l'entretien d'envergure qui a été effectué pendant la conversion au bicarburant de la centrale de Sheerness, de la révision générale de l'unité 6 de la centrale de Sundance et des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à la centrale de Southern Cross, le tout partiellement compensé par une réduction de l'investissement de maintien associée à une interruption planifiée importante à la centrale de cogénération de Sarnia en 2019.

## Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>1 472</b>	2 548	2 916
Disponibilité (%)	75,3	82,6	78,7
Disponibilité ajustée (%) <sup>2</sup>	78,8	91,3	84,2
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	5 526	5 622
Volume des ventes marchandes (GWh)	6 052	6 248	10 095
Achats d'électricité (GWh)	(3 675)	(3 775)	(3 865)
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>5 706</b>	7 999	11 852
Produits des activités ordinaires <sup>3</sup>	728	690	893
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	432	352	499
Coûts de conformité liés au carbone	60	48	77
<b>Marge brute<sup>3</sup></b>	<b>236</b>	290	317
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration <sup>3</sup>	97	106	124
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	9	8
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	—	(42)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>133</b>	175	227
<b>Informations complémentaires :</b>			
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	6	7	15
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	9	7	11
<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>19</b>	22	69

1) La capacité installée brute de 2021 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Centralia (670 MW, mise hors service le 31 décembre 2020) et de l'unité 5 de la centrale de Sundance (406 MW) mise hors service au cours de l'exercice. Les exercices 2021 et 2020 ne tiennent pas compte des 368 MW de l'unité 3 de la centrale de Sundance qui a été mise hors service en 2020.

2) Ajustée pour tenir compte de l'optimisation de la répartition.

3) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires, des coûts du combustible et des achats d'électricité, et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le secteur Transition énergétique est un nouveau secteur comme il est décrit à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion. Le secteur Transition énergétique comprend l'ancien secteur Centralia, les actifs miniers et les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta qui n'ont pas été converties au gaz. Ces dernières comprennent l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux du nouveau segment.

### 2021

La disponibilité ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué par rapport à celle de l'exercice 2020 en raison du nombre accru d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à l'unité 4 de la centrale Sundance en lien avec des réductions de la capacité nominale.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 2 293 GWh comparativement à celle de l'exercice 2020, du fait surtout de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia et de l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta.

Le BAIIA ajusté a diminué de 42 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia, de la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité en raison d'interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia, de l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone pour les actifs en Alberta principalement attribuable à une augmentation des prix du carbone et à l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien tout au long de l'exercice, le tout partiellement compensé par l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta et la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par suite de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia ont été essentiellement comparables à celles de 2020.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à celles de 2020, surtout du fait de la diminution du nombre d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien.

## 2020

La disponibilité ajustée pour l'exercice a augmenté par rapport à celle de l'exercice 2019 en raison de la diminution du nombre d'interruptions forcées à l'unité de 1 de la centrale de Centralia et d'interruptions planifiées dans les centrales en Alberta.

Pour l'exercice 2020, la production a diminué de 3 853 GWh par rapport à celle de l'exercice 2019, en raison surtout de la baisse des prix marchands et du fait que l'unité 3 de la centrale de Genesee n'appartenait plus à la Société. En 2020, les deux unités de la centrale de Centralia ont été mises hors service en février et en mars en raison de la baisse saisonnière des prix dans le Nord-Ouest Pacifique, tandis qu'en 2019, ces deux unités étaient demeurées en service jusqu'en avril en raison d'une hausse des prix dans cette même région. En 2020, l'unité 3 de la centrale Genesee n'a pas été prise en compte en raison d'un échange de participations réalisé en 2019, de sorte que la Société ne détenait plus aucune participation dans la centrale.

Le BAIIA ajusté a diminué de 52 millions de dollars par rapport à celui de 2019, surtout en raison de la diminution de la production marchande en Alberta attribuable à des conditions de marché défavorables et d'un règlement de 42 millions de dollars relatif aux CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2019, le tout en partie contrebalancé par l'optimisation de la répartition à la centrale de Centralia en 2020 et la hausse du coût des rachats découlant des interruptions forcées.

Les dépenses de remise en état des mines ont diminué de 8 millions de dollars pour la mine de Highvale et de 4 millions de dollars pour la mine de Centralia par rapport à celles de 2019, principalement en raison de la réduction des effectifs, de la révision du plan de mine et de la progression de la fermeture de la mine de Highvale. En outre, en raison de la COVID-19 en 2020, les dépenses de remise en état des mines ont été reportées à des années ultérieures.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2020 ont diminué de 47 millions de dollars par rapport à celles de 2019, surtout du fait de la diminution du nombre d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien en 2020 et en raison d'une diminution des achats de matériel minier et de l'entretien.

## Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Produits des activités ordinaires <sup>1</sup>	173	143	119
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	30	30
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>137</b>	<b>113</b>	<b>89</b>

<sup>1</sup> Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

## 2021

Le BAIIA ajusté pour 2021 a augmenté de 24 millions de dollars par rapport à celui de 2020. Cette amélioration des résultats est essentiellement attribuable à des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés nord-américains. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'augmentation des incitatifs liés à l'amélioration du rendement. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

## 2020

Le BAIIA ajusté pour l'exercice 2020 a augmenté de 24 millions de dollars par rapport à celui de 2019. Ces résultats s'expliquent principalement par le maintien d'un solide rendement tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel. Les profits ont été réalisés grâce aux stratégies à court terme mises en place dans diverses régions géographiques soutenues par le marché et la volatilité des prix. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti des possibilités d'arbitrage à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2020 et 2019 ont été comparables.

### Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	84	80	73
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	2
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>(85)</b>	<b>(81)</b>	<b>(76)</b>
<b>Informations complémentaires :</b>			
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>12</b>

## 2021

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de 2020, principalement en raison de la hausse des paiements incitatifs, de l'augmentation des charges salariales, de la hausse des coûts d'assurance ainsi que de l'accroissement des frais juridiques engagés pour régler les affaires juridiques en cours, le tout partiellement compensé par les fonds reçus au titre de la SSUC et les profits réalisés sur le swap sur rendement total. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions à l'intention du personnel est couverte en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les coûts liés au personnel ont augmenté en raison de l'ajout de personnel à l'appui des initiatives de croissance. Conformément à l'engagement pris, les fonds reçus au titre de la SSUC sont utilisés pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles de 2020.

## 2020

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 5 millions de dollars par rapport à celui de 2019, principalement en raison des profits et pertes réalisés sur le swap sur rendement total. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions à l'intention du personnel est fixée en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les frais généraux du secteur Siège social pour l'exercice 2020 ont diminué de 10 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2019, principalement en raison de la diminution des frais juridiques et de la baisse des coûts de main-d'œuvre et de déplacement, le tout en partie contrebalancé par des frais supplémentaires à l'appui de projets de croissance et de mise en valeur, la centralisation des services partagés par le secteur Siège social et les frais supplémentaires engagés en vue de soutenir les protocoles liés à la COVID-19.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles de 2019, en raison surtout de dépenses d'investissement dans les technologies de l'information.

## Faits saillants du quatrième trimestre

### Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2021	2020
Disponibilité ajustée (%)	83,8	87,1
Production (GWh)	5 823	7 704
Produits des activités ordinaires	610	544
Coûts du combustible et des achats d'électricité	272	282
Coûts de conformité liés au carbone	39	45
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	124	118
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	270	234
Résultat avant impôts sur le résultat	(32)	(168)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(78)	(167)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	54	110
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1</sup>	213	161
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	106	52
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,29)	(0,61)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires <sup>2</sup>	0,10	0,09
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	0,25	0,50
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>1,4</sup>	0,79	0,59
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>1,4</sup>	0,39	0,19

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

2) Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

3) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de séries A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

4) Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour les trois mois clos le 31 décembre 2021 était de 271 millions d'actions (273 millions d'actions en 2020).

### Faits saillants financiers

Au quatrième trimestre de 2021, la Société a clôturé l'exercice en affichant un solide rendement de son portefeuille de centrales électriques en Alberta. Les secteurs Hydroélectricité, Gaz et Transition énergétique ont présenté une grande disponibilité en Alberta pendant les périodes de tarification de pointe, résultat de températures extrêmement froides et de périodes d'interruptions planifiées et non planifiées à l'échelle de la province. Le portefeuille d'actifs marchands en Alberta était bien placé pour tirer parti des possibilités découlant d'excellentes conditions du marché au comptant par l'intermédiaire des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires.

La **disponibilité ajustée** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 s'est établie à 83,8 % en regard de 87,1 % pour la période correspondante de 2020. L'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Transition énergétique a été en partie contrebalancée par une baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Hydroélectricité. La disponibilité dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a subi les répercussions des interruptions non planifiées aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. La disponibilité dans le secteur Transition énergétique a subi l'incidence des interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia et de l'optimisation de la répartition en Alberta.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 a été de 5 823 GWh, comparativement à 7 704 GWh pour la période correspondante de 2020. La diminution de la production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 s'explique par la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Centralia et l'interruption non planifiée à l'unité 2 de la centrale de Centralia, la diminution de la disponibilité, l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et la baisse des ressources éoliennes dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Cette diminution de la production a été partiellement contrebalancée par la production supplémentaire des parcs solaires en Caroline du Nord, des parcs éoliens Windrise et Skookumchuck dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et par une hausse de la production aux centrales Ada et de Sarnia dans le secteur Gaz.

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 ont augmenté de 66 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique principalement par la hausse des prix réalisés obtenus dans le marché de l'Alberta grâce à nos activités d'optimisation et d'exploitation et l'élimination des obligations de paiement net aux termes des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta exigées au cours de la période précédente. Les produits des activités ordinaires ont également augmenté en raison de l'ajout des parcs solaires en Caroline du Nord et de la mise en service du parc éolien Windrise dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire ainsi que d'une augmentation des produits des activités ordinaires provenant de la centrale Ada dans le secteur Gaz. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par le recul de la production dans les secteurs Transition énergétique, Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont diminué de 10 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 comparativement à ceux de la période correspondante de 2020. Dans le secteur Transition énergétique, les coûts ont augmenté par rapport à ceux de 2020 en raison de l'augmentation des coûts de transport du combustible et de l'achat d'électricité à des prix plus élevés au cours de périodes de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Centralia et des prix du gaz naturel plus élevés dans le secteur Gaz. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale au quatrième trimestre de 2021.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de 6 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 en regard de ceux de la période correspondante de 2020 du fait d'une réduction des émissions de GES attribuable aux variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons eu davantage recours au gaz naturel et moins au charbon dans le cadre de nos activités, réduction qui a été contrebalancée par une augmentation du prix du carbone par tonne.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de l'augmentation des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance et de la hausse des charges liées aux incitatifs.

Le **BAIIA ajusté** pour les trois mois clos le 31 décembre 2021 a augmenté de 36 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en grande partie en raison de la hausse du BAIIA ajusté dans nos secteurs Hydroélectricité et Gaz, laquelle est attribuable à l'augmentation des prix réalisés dans le marché de l'Alberta, partiellement contrebalancée par une baisse de la production à l'unité 2 de la centrale de Centralia au sein de notre secteur Transition énergétique en raison de la défaillance d'un transformateur qui a maintenant été résolue et d'une interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** au quatrième trimestre de 2021 a été de 78 millions de dollars, contre une perte nette de 167 millions de dollars à la période correspondante de 2020, soit une diminution de 89 millions de dollars. La perte nette en 2021 reflète l'incidence favorable de la diminution de la dotation aux amortissements liée aux mises hors service et à la dépréciation d'actifs dans nos secteurs Gaz et Transition énergétique, et de l'augmentation du BAIIA ajusté.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** ont diminué de 56 millions de dollars au quatrième trimestre de 2021 par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice 2020, en raison surtout des variations des soldes hors trésorerie du fonds de roulement.

Les **flux de trésorerie disponibles** pour le quatrième trimestre de 2021 se sont établis à 106 millions de dollars, contre 52 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de la hausse du BAIIA ajusté découlant de la hausse des prix réalisés en Alberta, du règlement de provisions et de la baisse des dépenses d'investissement de maintien, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

## Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre

Le BAIIA ajusté par secteur et le total du résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos les 31 décembre 2021 et 2020 sont présentés sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	BAIIA ajusté	
	2021	2020
Hydroélectricité	67	22
Énergie éolienne et énergie solaire	76	77
Gaz <sup>1</sup>	110	92
Transition énergétique <sup>2</sup>	37	42
Commercialisation de l'énergie	9	23
Siège social et autres	(29)	(22)
<b>Total du BAIIA ajusté</b>	<b>270</b>	<b>234</b>
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>(32)</b>	<b>(168)</b>

1) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

2) Le secteur Transition énergétique comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia, ainsi que les actifs alimentés au charbon non convertis au gaz (y compris l'unité 4 de la centrale de Sundance) et les actifs miniers du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

Le BAIIA ajusté pour le quatrième trimestre de 2021 a augmenté de 36 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 45 millions de dollars en raison de l'accroissement des produits des activités ordinaires provenant de la hausse des prix marchands en Alberta. Le 1<sup>er</sup> janvier 2021, le CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta ayant expiré, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'électricité de l'Alberta, ce qui a éliminé les obligations de paiement net aux termes des CAÉ en Alberta.
- Les résultats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire sont restés stables par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent; les résultats ont subi l'incidence de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, laquelle a été partiellement compensée par des prix marchands plus élevés en Alberta et par la plus-value des actifs nouvellement mis en service ou acquis, tels que les parcs solaires en Caroline du Nord et le parc éolien Windrise.
- Les résultats du secteur Gaz ont augmenté de 18 millions de dollars, principalement en raison de la hausse des prix marchands en Alberta et du règlement du CAÉ de la centrale de South Hedland, partiellement contrebalancés par une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et des frais juridiques.

- Les résultats du secteur Transition énergétique ont diminué de 5 millions de dollars en raison de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et des interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia attribuables à la défaillance d'un transformateur qui a maintenant été résolue, le tout en partie compensé par l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta.
- Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie ont été conformes aux attentes, mais ont diminué de 14 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.
- Les coûts du secteur Siège social ont augmenté surtout en raison d'une hausse des paiements incitatifs et de l'augmentation des coûts liés au personnel, en partie compensées par une diminution des coûts de règlement des litiges. Les incidences du swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions ont été plus marquées en 2021 qu'en 2020.

## Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont souvent plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, alors qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans le Nord-Ouest Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Centralia. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
Produits des activités ordinaires	642	619	850	<b>610</b>
BAlIA ajusté	310	302	381	<b>270</b>
Résultat avant impôts sur le résultat	21	72	(441)	<b>(32)</b>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	257	80	610	<b>54</b>
Fonds provenant des activités d'exploitation	211	250	297	<b>213</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(30)	(12)	(456)	<b>(78)</b>
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup>	(0,11)	(0,04)	(1,68)	<b>(0,29)</b>
	T1 2020	T2 2020	T3 2020	T4 2020
Produits des activités ordinaires	606	437	514	544
BAlIA ajusté	220	217	256	234
Résultat avant impôts sur le résultat	46	(52)	(129)	(168)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	214	121	257	110
Fonds provenant des activités d'exploitation	172	159	193	161
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	27	(60)	(136)	(167)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup>	0,10	(0,22)	(0,50)	(0,61)

<sup>1</sup>) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action ajusté sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Le résultat net, le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement plus élevés aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal sur les marchés où nous exerçons nos activités et de la diminution des interruptions planifiées.

Les variations et les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires :

- Acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021
- Interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et à l'unité 2 de la centrale de Centralia au quatrième trimestre de 2021
- Interruption du rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021 et mise hors service de l'unité en 2021
- Profits à la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et à la vente de matériel dans le secteur Gaz au troisième trimestre de 2021
- Interruptions non planifiées à la centrale de cogénération de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Début de l'exploitation de nos centrales hydroélectriques en Alberta, des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et de la centrale de Sheerness sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta le 1<sup>er</sup> janvier 2021
- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché en 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la faiblesse des prix du pétrole
- Mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2020
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a entraîné la comptabilisation des paiements de redevances futurs restants à titre de contrat déficitaire au troisième trimestre de 2021
- Abandon du charbon par la centrale de Sheerness, qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, au quatrième trimestre de 2020
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, augmentation de l'amortissement minier inclus dans le coût du charbon
- Réduction de valeur des stocks de charbon aux trois premiers trimestres de 2021 et aux troisième et quatrième trimestres de 2020
- Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon aux deuxième et troisième trimestres de 2021
- Incidence de la mise à jour de la provision estimative au titre de la règle relative aux pertes de réseau au cours du premier trimestre de 2021 et des trois derniers trimestres de 2020
- Profits de change importants au cours des trois derniers trimestres de 2020, qui ont plus que compensé les pertes de change subies au cours du premier trimestre de 2020
- Répercussions des dépréciations et des reprises de dépréciations pour toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service pour toutes les périodes visées
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs au troisième trimestre de 2020
- Augmentations de la charge d'impôt exigible depuis le quatrième trimestre de 2020, en raison surtout du secteur Commercialisation de l'énergie et de certaines activités hydroélectriques qui ont commencé à être imposables, de l'augmentation des provisions pour moins-value établies à l'égard des actifs d'impôt différé aux États-Unis, ainsi que de la diminution du recouvrement d'impôt différé attribuable à l'augmentation des produits des activités ordinaires en 2021

## Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2021 :

Actif	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Augmentation/ (diminution)
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	947	703	244
Créances clients et autres débiteurs	651	583	68
Actifs de gestion du risque	308	171	137
Stocks	167	238	(71)
Actifs détenus en vue de la vente	25	105	(80)
Autres actifs courants <sup>1</sup>	99	102	(3)
<b>Total des actifs courants</b>	<b>2 197</b>	<b>1 902</b>	<b>295</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Actifs de gestion du risque	399	521	(122)
Immobilisations corporelles, montant net	5 320	5 822	(502)
Actifs au titre de droits d'utilisation	95	141	(46)
Autres actifs non courants <sup>2</sup>	1 215	1 361	(146)
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>7 029</b>	<b>7 845</b>	<b>(816)</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 226</b>	<b>9 747</b>	<b>(521)</b>
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes)	844	105	739
Autres passifs courants <sup>3</sup>	1 087	830	257
<b>Total des passifs courants</b>	<b>1 931</b>	<b>935</b>	<b>996</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 423	3 256	(833)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	779	614	165
Passifs de gestion du risque (non courants)	145	68	77
Passifs d'impôt différé	354	396	(42)
Autres passifs non courants <sup>4</sup>	1 001	1 042	(41)
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>4 702</b>	<b>5 376</b>	<b>(674)</b>
<b>Total du passif</b>	<b>6 633</b>	<b>6 311</b>	<b>322</b>
<b>Capitaux propres</b>			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 582	2 352	(770)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 011	1 084	(73)
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 593</b>	<b>3 436</b>	<b>(843)</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 226</b>	<b>9 747</b>	<b>(521)</b>

1) Comprennent les liquidités soumises à restrictions et les charges payées d'avance.

2) Comprennent les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.

3) Comprennent les dettes fournisseurs et charges à payer, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrat, les impôts sur le résultat à payer et les dividendes à verser.

4) Comprennent les titres échangeables, les passifs sur contrat et les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants.

Les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés de TransAlta se présentent comme suit :

### Fonds de roulement

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et les obligations locatives, était de 266 millions de dollars au 31 décembre 2021 (967 millions de dollars au 31 décembre 2020). Le fonds de roulement a diminué d'un exercice à l'autre, essentiellement en raison du reclassement d'une tranche de la dette à long terme dans la partie courante. Compte non tenu de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives de 844 millions de dollars, l'excédent des actifs courants sur les passifs courants s'élevait à 1 110 millions de dollars au 31 décembre 2021 (1 072 millions de dollars au 31 décembre 2020), soit un niveau comparable à celui de l'exercice précédent.

Les actifs courants ont augmenté de 295 millions de dollars pour s'établir à 2 197 millions de dollars au 31 décembre 2021, contre 1 902 millions de dollars au 31 décembre 2020. La vigueur des prix en Alberta a augmenté les flux de trésorerie d'exploitation et les créances clients. En outre, un prêt à recevoir de 55 millions de dollars relatif à Kent Hills Wind LP a été reclassé comme courant du fait qu'il arrive à échéance en octobre 2022. Ces facteurs ont été partiellement compensés par la baisse de 71 millions de dollars des stocks et la diminution de 80 millions de dollars des actifs détenus en vue de la vente. Les soldes des stocks ont diminué en raison de la réduction de valeur des stocks de charbon et de la réduction de valeur de pièces et de matériaux liées à l'abandon du charbon et à la fermeture de la mine de Highvale. Les actifs détenus en vue de la vente ont diminué à la suite de la clôture de la vente du gazoduc Pioneer au cours de l'exercice.

Les passifs courants ont augmenté de 996 millions de dollars, passant de 935 millions de dollars au 31 décembre 2020 à 1 931 millions de dollars au 31 décembre 2021, principalement en raison du reclassement comme passifs courants de 510 millions de dollars d'obligations de premier rang arrivant à échéance en 2022 et du reclassement des obligations de Kent Hills de 221 millions de dollars, ces obligations pouvant être en défaut de paiement à la fin de l'exercice. Nous prévoyons actuellement refinancer les billets de premier rang qui viendront à échéance en 2022. La direction est en pourparlers avec le fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills afin de négocier les renonciations et les modifications requises relativement à ces obligations.

Les instruments financiers dérivés ont également contribué favorablement au solde du fonds de roulement.

### Actifs non courants

Les actifs non courants ont diminué de 816 millions de dollars pour s'établir à 7 029 millions de dollars au 31 décembre 2021 par rapport à 7 845 millions de dollars au 31 décembre 2020. Cette diminution s'explique principalement par les dépréciations d'actifs qui ont eu lieu au cours de l'exercice. Le secteur Transition énergétique a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs de 345 millions de dollars au cours de l'exercice, en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de Sundance et des mises hors service prévues de l'unité 1 de Keephills et de l'unité 4 de Sundance. En outre, la transition au gaz du parc albertain de centrales au charbon étant terminée, la mine de Highvale a été retirée de l'UGT marchande de l'Alberta, et les actifs miniers restants ont été dépréciés, diminuant ainsi de 195 millions de dollars le solde des immobilisations corporelles. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la construction du parc éolien Windrise et du projet de parc éolien Garden Plain, et par l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord.

En 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO et a décomptabilisé l'actif au titre du droit d'utilisation de 43 millions de dollars relatif au contrat de livraison de gaz naturel qui a été résilié dans le cadre de la transaction.

### Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 4 702 millions de dollars au 31 décembre 2021 par rapport à 5 376 millions de dollars au 31 décembre 2020, ce qui représente une diminution de 674 millions de dollars principalement attribuable à une diminution de 833 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives liée en grande partie au reclassement de billets de premier rang et des obligations de Kent Hills dans les passifs courants, à la décomptabilisation de l'obligation locative à la résiliation du contrat de livraison de gaz naturel et aux remboursements prévus du principal de la dette à long terme et des obligations locatives. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de 120 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement au titre des actifs éoliens par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment à l'égard du démantèlement des parcs éoliens. Le changement dans l'estimation n'est pas lié à la défaillance de la tour notée au quatrième trimestre de 2021. En outre, la Société a comptabilisé une augmentation de 47 millions de dollars liée aux centrales de Sundance et de Keephills afin de tenir compte d'un changement dans le calendrier des travaux de remise en état prévus découlant de la mise hors service d'actifs et des changements dans la durée d'utilité de certains actifs.

### Total des capitaux propres

Au 31 décembre 2021, la diminution de 843 millions de dollars du total des capitaux propres était principalement attribuable au total de la perte globale de 610 millions de dollars, aux distributions de 156 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle et aux dividendes de 90 millions de dollars déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, le tout partiellement contrebalancé par l'incidence de 13 millions de dollars des régimes de paiements fondés sur des actions.

### Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant. Les notes de crédit fournissent des renseignements sur les coûts de financement, les liquidités et l'exploitation de la Société et influent sur la capacité de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ou sur le coût de ce financement. Le maintien d'un bilan solide permet également à la Société de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur les résultats financiers de la Société et facilite l'accès de TransAlta aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit.

En 2021, Moody's a renouvelé la note du groupe de sociétés de Ba1 et a maintenu la perspective stable. En 2021, DBRS Limited a confirmé la note à titre d'émetteur et la note de la dette non garantie et des billets à moyen terme de la Société à BBB (faible), et la note des actions privilégiées de la Société à Pfd-3 (faible), le tout avec des tendances stables. Au cours de l'exercice 2021, S&P Global Ratings a renouvelé la note de crédit à titre d'émetteur et la note de la dette non garantie de premier rang de la Société, soit BB+, avec une perspective stable. Les risques associés à nos notes de crédit sont analysés à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

### Structure du capital

Une solide situation financière procure à la Société un meilleur accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Nous nous appuyons sur le total du capital pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière.

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2021		2020		2019	
	\$	%	\$	%	\$	%
<b>TransAlta Corporation</b>						
<b>Montant net des dettes non garanties de premier rang</b>						
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	4	249	3	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	888	16	886	13	905	13
Facilités de crédit	–	–	114	2	–	–
Divers	4	–	7	–	9	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(703)	(12)	(121)	(2)	(348)	(5)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides <sup>1</sup>	(19)	–	(13)	–	(17)	–
<b>Montant net des dettes non garanties de premier rang</b>	<b>421</b>	<b>8</b>	<b>1 122</b>	<b>16</b>	<b>1 196</b>	<b>17</b>
<b>Autres passifs</b>						
Débiteures échangeables	335	6	330	5	326	5
Dette sans recours						
Obligation de TAPC Holdings LP	102	2	111	2	119	2
Obligation de TransAlta OCP	263	5	284	4	305	4
Divers	–	–	–	–	2	–
Obligations locatives	78	1	112	2	119	2
<b>Total de la dette nette – TransAlta Corporation</b>	<b>1 199</b>	<b>22</b>	<b>1 959</b>	<b>29</b>	<b>2 067</b>	<b>30</b>
<b>TransAlta Renewables</b>						
<b>Dette nette présentée de TransAlta Renewables</b>						
Facilité de crédit	–	–	–	–	220	3
Dette sans recours						
Obligation de Pingston	45	1	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	235	4	268	4	298	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	120	2	127	2	134	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	221	4	230	3	241	3
Obligation du parc éolien Windrise	171	3	–	–	–	–
Obligations locatives	22	–	22	–	23	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(244)	(4)	(582)	(9)	(63)	(1)
<b>Dette au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables</b>						
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis <sup>2</sup>	135	2	134	2	145	2
Dette sans recours de South Hedland <sup>3</sup>	732	13	772	11	–	–
<b>Total de la dette nette – TransAlta Renewables</b>	<b>1 437</b>	<b>25</b>	<b>1 016</b>	<b>14</b>	<b>1 043</b>	<b>14</b>
<b>Total de la dette nette consolidée<sup>4,5</sup></b>	<b>2 636</b>	<b>47</b>	<b>2 975</b>	<b>43</b>	<b>3 110</b>	<b>44</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	1 011	18	1 084	16	1 101	15
Actions privilégiées échangeables <sup>5</sup>	400	7	400	6	–	–
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	2 901	51	2 896	43	2 978	42
Actions privilégiées	942	17	942	14	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 261)	(40)	(1 486)	(22)	(959)	(14)
<b>Total du capital</b>	<b>5 629</b>	<b>100</b>	<b>6 811</b>	<b>100</b>	<b>7 172</b>	<b>100</b>

1) Comprennent le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et la juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette.

2) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités qui détiennent ces dettes.

3) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités australiennes qui détiennent ces dettes.

4) Ces montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5) En 2021, le total de la dette nette consolidée ne tient pas compte des actions privilégiées échangeables étant donné que, à des fins de crédit, elles sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. En 2020, 50 % des actions privilégiées échangeables ont été classées à titre de dette et incluses dans le total de la dette nette consolidée. Les données de l'exercice 2020 ont été révisées pour les rendre conformes à la modification de 2021. Aux fins comptables, ces actions sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

Le capital total est composé de la dette à long terme, des titres échangeables et des capitaux propres, moins :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la Société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette;
- le principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours;
- la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette représentant un actif ou un passif, la valeur comptable de la dette connexe étant tributaire des variations des taux de change.

Nous avons continué de renforcer notre situation financière en 2021 et nous disposons de liquidités suffisantes pour financer notre stratégie de croissance. Nous avons amélioré la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

## 2021

- L'obtention d'un financement de 173 millions de dollars pour le projet lié au parc éolien Windrise.

## 2020

- L'obtention d'un financement de 800 millions de dollars australiens pour le projet lié à la centrale de South Hedland.
- La réception, le 30 octobre 2020, de la deuxième tranche de 400 millions de dollars de Brookfield en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur.
- Le rachat de nos billets à moyen terme à 5 % en circulation d'un capital de 400 millions de dollars, échéant le 25 novembre 2020.
- Le rachat et l'annulation de 7 352 600 actions ordinaires au prix moyen de 8,33 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 61 millions de dollars.

## 2019

- L'obtention d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux de 126 millions de dollars américains pour financer les parcs éoliens Big Level et d'Antrim.
- La réalisation d'un investissement stratégique auprès de Brookfield aux termes duquel Brookfield a consenti à investir 750 millions de dollars dans la Société. Le 1<sup>er</sup> mai 2019, nous avons reçu une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % et échéant le 1<sup>er</sup> mai 2039, qui sont échangeables contre une participation dans les capitaux propres de nos actifs hydroélectriques en Alberta dans le futur.
- Le rachat et l'annulation de 7 716 300 actions ordinaires au prix moyen de 8,80 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 68 millions de dollars.

Entre 2022 et 2024, un montant de 1 104 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 515 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Nous prévoyons actuellement refinancer les billets de premier rang qui viendront à échéance en 2022.

## Facilités de crédit

Les facilités de crédit de la Société sont présentées dans le tableau suivant :

Au 31 décembre 2021	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours <sup>1</sup>	Emprunts réels		
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie <sup>2</sup>	1 250	618	—	632	T2 2025
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	186	—	54	T2 2023
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie <sup>2</sup>	700	98	—	602	T2 2025
<b>Total</b>	<b>2 190</b>	<b>902</b>	<b>—</b>	<b>1 288</b>	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2021, nous avons consenti des garanties au comptant de 55 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 157 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 98 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

Le dollar américain s'est affaibli par rapport au dollar canadien du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2021, sans incidence sur les soldes de notre dette à long terme au 31 décembre 2021. La dépréciation du dollar américain a réduit nos soldes de dette à long terme de 24 millions de dollars au 31 décembre 2020. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis.

## Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis

La Société possède des participations dans certaines installations qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, TransAlta ne peut pas monétiser pleinement ces incitatifs fiscaux. Pour ce faire, la Société s'associe à des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des crédits d'impôt.

Certaines structures de financement donnant droit à des avantages fiscaux comprennent un accord de financement partiel avec apport de paiements à l'utilisation en vertu duquel, lorsque la production annuelle réelle en MWh dépasse un certain seuil, les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux sont tenus de verser un apport en espèces (l'«apport de paiements à l'utilisation») à la Société. L'accord avec apport de paiements à l'utilisation se traduit par un investissement initial moins élevé pour l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux et lui offre une certaine protection contre un mauvais rendement possible de l'actif.

TransAlta comptabilise les apports de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux comme une dette à long terme, à un montant représentant le produit reçu de l'investisseur en échange d'actions d'une filiale de TransAlta, déduction faite des éléments suivants :

- Crédits d'impôt à la production – Attribution des crédits d'impôt à la production à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux qui découlent de l'électricité produite au cours de la période, crédits qui sont comptabilisés dans les autres produits des activités ordinaires à mesure qu'ils sont gagnés et en diminution du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
- Réduction d'impôts – Attribution d'avantages et d'attributs fiscaux à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux, tels que les crédits d'impôt à l'investissement et l'amortissement fiscal, qui sont comptabilisés dans la charge d'intérêts nette à mesure qu'ils sont réclamés et en réduction du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
- Charge d'intérêts – Charge d'intérêts calculée selon la méthode du taux d'intérêt effectif qui est comptabilisée dans la charge d'intérêts nette à mesure qu'elle est engagée et en augmentation du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

- Apports de paiements à l'utilisation – Apports en espèces supplémentaires versés par l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux lorsque la production annuelle dépasse le seuil déterminé par contrat qui sont comptabilisés en augmentation du financement donnant droit à des avantages fiscaux.
- Distributions en espèces – Paiements en espèces à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux, comptabilisés en diminution du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

### Programme de crédits d'impôt à la production

La législation fiscale américaine actuelle permet aux projets d'énergie éolienne admissibles de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production pendant les dix premières années d'exploitation du projet. Les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux se voient attribuer une partie du résultat imposable (de la perte fiscale) et des crédits d'impôt à la production obtenus par l'installation d'énergie renouvelable, ainsi qu'une partie de la trésorerie générée par l'installation, jusqu'à ce qu'ils atteignent un rendement du capital investi après impôts convenu («point de basculement»). Après le point de basculement, l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux conservera une partie moins importante de la trésorerie et du résultat imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation.

Installation	Date de mise en service	Point de basculement prévu	Investissement initial de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux (\$)	Prévision des crédits d'impôt à la production générés annuellement (\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel prévu (\$)	Attribution du résultat imposable et des crédits d'impôt à la production aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement)	
						Attribution des distributions en espèces aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement) (\$)	Attribution des distributions en espèces aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement) (\$)
Lakeswind	2014	2029	45	4	—	99 %	22
Big Level et Antrim	2019	2030	126	9	—	99 %	58
Skookumchuck <sup>1</sup>	2020	2029 – 2030	121	10	—	99 %	29

1) La Société a une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, laquelle est traitée à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat en vertu des IFRS.

### Dettes sans recours

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP dont la valeur comptable s'élève à 1,9 milliard de dollars (1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2020) sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au quatrième trimestre de 2021, à l'exception de l'obligation sans recours du parc éolien de Kent Hills, tel qu'il est mentionné ci-après. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2022. Au 31 décembre 2021, un montant de 67 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2020) en trésorerie était assujéti à ces restrictions financières. En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

En ce qui a trait aux problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, Kent Hills Wind LP a avisé le fiduciaire, BNY Trust Company of Canada, des obligations de Kent Hills sans recours en circulation d'environ 221 millions de dollars garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités de ces obligations. La Société a entamé des discussions avec le fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills afin de négocier les renoncements et les modifications requises. Pour en savoir plus sur l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

## Rendements aux fournisseurs de capitaux

### Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont présentées ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Intérêt sur la dette	163	158	161
Intérêt sur les débiteures échangeables	29	29	20
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	28	5	—
Produits d'intérêts	(11)	(10)	(13)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(14)	(8)	(6)
Intérêts sur les obligations locatives	7	8	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	18	15
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux <sup>1</sup>	(9)	1	(35)
Intérêts sur la procédure visant les pertes de réseau	—	5	—
Autre <sup>2</sup>	2	2	10
Désactualisation des provisions	32	30	23
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>245</b>	<b>238</b>	<b>179</b>

1) Le crédit en 2021 concerne essentiellement l'avantage fiscal lié aux crédits d'impôt à l'investissement réclamés en 2021 pour les parcs solaires en Caroline du Nord qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Le crédit en 2019 concerne l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal supplémentaire demandé en 2019 sur les parcs éoliens Big Level et d'Antrim qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux est traité comme une dette aux termes des IFRS, et la monétisation de l'amortissement fiscal et des crédits d'impôt à l'investissement (si applicables) est considérée comme une réduction hors trésorerie du solde de la dette et est présentée à titre de réduction des charges d'intérêts.

2) En 2021, les autres charges d'intérêts comprennent un montant d'environ néant (néant en 2020 et 5 millions de dollars en 2019) au titre de la composante financement importante exigée selon l'IFRS 15.

L'augmentation de la charge d'intérêts nette en 2021 est essentiellement attribuable à la comptabilisation pour un exercice complet de l'intérêt sur les actions privilégiées échangeables émises au quatrième trimestre de 2020, à l'obtention d'un financement de projet lié à la dette sans recours de South Hedland au quatrième trimestre de 2020 et à l'obtention d'un financement de projet supplémentaire lié au parc éolien Windrise au quatrième trimestre de 2021, le tout en partie contrebalancé par une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur la construction des projets de mise en valeur, le rachat de billets à moyen terme de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020 et une baisse des intérêts sur les autres soldes de la dette en raison des remboursements prévus et des crédits d'impôt à l'investissement liés au financement donnant droit à des avantages fiscaux des parcs solaires en Caroline du Nord.

La charge d'intérêts nette a augmenté en 2020 surtout en raison de l'intérêt sur les actions privilégiées échangeables supplémentaires de 400 millions de dollars émises dans le cadre de la convention d'investissement avec Brookfield en octobre 2020 et du placement de TEC de 800 millions de dollars australiens réalisé aussi en octobre 2020. En outre, les intérêts ont augmenté en raison des intérêts imputés en 2020 dans le cadre de la procédure visant les pertes de réseau attribuées par l'AESO, et de l'incidence en 2019 du crédit d'impôt de 35 millions de dollars reçu relativement à une réduction d'impôts à l'égard des parcs éoliens Big Level et d'Antrim, le tout contrebalancé par la résiliation du passif sur contrat lié à l'unité 3 de la centrale de Keepphills en 2019, ce qui avait donné lieu à la comptabilisation en charges des coûts de financement différés.

## Capital social

Le 18 mars 2021, la Société a annoncé que 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A, compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 9,6 millions d'actions de série A et 2,4 millions d'actions de série B émises et en circulation au 31 mars 2021.

Le tableau ci-dessous présente les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation :

Aux	23 févr. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Nombre d'actions (en millions)			
<b>Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>271,2</b>	<b>271,0</b>	<b>269,8</b>
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	10,2
Série B	2,4	2,4	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
<b>Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>
Série I – titres échangeables <sup>1</sup>	0,4	0,4	0,4
<b>Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>

1) Brookfield a investi 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Aux fins comptables, ces actions privilégiées sont considérées comme une dette et sont présentées comme telles dans les états financiers consolidés.

## Dividendes aux actionnaires

La déclaration des dividendes est à la discrétion du conseil. Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées déclarés chaque trimestre en 2021 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur action ordinaire	Actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
3 mai 2021	1 <sup>er</sup> juill. 2021	30 juin 2021	0,0450	0,17981	0,13108	0,25169	0,32463	0,31175
5 août 2021	1 <sup>er</sup> oct. 2021	30 sept. 2021	0,0450	0,17981	0,13479	0,25169	0,32463	0,31175
1 <sup>er</sup> nov. 2021	1 <sup>er</sup> janv. 2022	31 déc. 2021	0,0500	0,17981	0,13970	0,25169	0,32463	0,31175
31 déc. 2021	1 <sup>er</sup> avr. 2022	31 mars 2022	0,0500	0,17981	0,13309	0,25169	0,32463	0,31175

## Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2021, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % en 2020) dans TransAlta Renewables.

En 2020, notre pourcentage de participation (60,1 %) a diminué par rapport à notre participation en 2019 (60,4 %) en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ un million d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous n'avons pas participé à ce régime. Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés. Le dividende versé le 30 octobre 2020 aux actionnaires inscrits au 15 octobre 2020 était le dernier versement de dividende admissible au réinvestissement par les actionnaires participants. Les dividendes subséquents seront uniquement versés en espèces.

TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole «RNW». TransAlta Renewables détient un portefeuille diversifié d'actifs faisant en grande partie l'objet de contrats et dont l'intensité carbone est relativement faible.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au bicarburant (Sheerness) en 2021, mais qui sera alimentée au gaz naturel en 2022, ou qui possède une participation dans ces centrales. Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et TransAlta Renewables, nous consolidons la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces actifs.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a augmenté de 78 millions de dollars par rapport à celui de 2020 pour s'établir à 112 millions de dollars. Le résultat de TransAlta Renewables a augmenté en 2021 surtout en raison d'une hausse des produits financiers tirés des placements dans des filiales de TransAlta et du fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée pour l'exercice considéré, le tout partiellement contrebalancé par la provision pour dommages-intérêts prédéterminés comptabilisée à l'égard des interruptions non planifiées à la centrale de cogénération de Sarnia, l'ajustement défavorable du rapprochement des frais liés à la vapeur dans le secteur Gaz au Canada, une diminution de la production du portefeuille de parcs éoliens au Canada, une baisse des profits de change et une hausse de la dépréciation d'actifs. Le résultat de TA Cogen pour l'exercice 2021 a augmenté essentiellement en raison de la hausse des prix dans le marché de l'Alberta. Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés pour plus de précisions.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a diminué de 60 millions de dollars par rapport à celui de 2019 pour s'établir à 34 millions de dollars. Le résultat de TransAlta Renewables a diminué en 2020 en raison surtout d'une diminution des produits financiers, de la variation de la juste valeur des actifs financiers et d'une augmentation de la charge d'impôt, contrebalancées par une hausse des résultats d'exploitation et une augmentation des profits de change résultant du raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien. Le résultat de TA Cogen pour l'exercice 2020 a reculé en raison de la baisse des résultats d'exploitation découlant de l'interruption planifiée en vue de la conversion au bicarburant de l'unité 2 de la centrale de Sheerness, de la faiblesse de la demande sur le marché de l'Alberta et de la provision pour contrat déficitaire liée au contrat d'approvisionnement en charbon.

## Autre analyse consolidée

### Entités structurées non consolidées ou arrangements

Il est nécessaire de présenter toutes les entités structurées non consolidées ou tous les arrangements comme des transactions, des contrats ou des arrangements contractuels avec des entités non consolidées, des entités financières structurées, des entités ad hoc ou des entités à détenteurs de droits variables, qui sont raisonnablement susceptibles d'influer de manière importante sur la liquidité ou la disponibilité des sources de financement ou sur les exigences s'y rapportant. Nous n'avons à l'heure actuelle aucune entité structurée non consolidée ni aucun arrangement de ce genre.

## Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2021, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 902 millions de dollars (621 millions de dollars au 31 décembre 2020) et des garanties au comptant de 55 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2020). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés aux postes Passifs de gestion du risque, Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants et Provision pour frais de démantèlement et autres provisions. L'augmentation du montant des lettres de crédit émises pour l'exercice 2021 est liée à l'accroissement de l'activité de commercialisation de l'énergie, y compris les activités relatives aux contrats d'approvisionnement exclusif, ainsi qu'aux engagements liés aux régimes de retraite et aux obligations de remise en état de la mine de Highvale.

## Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	47	54	45	44	45	508	743
Transport	9	9	6	6	2	—	32
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	76	98	90	75	—	—	339
Ententes de service à long terme	89	46	43	32	25	54	289
Contrats de location simple <sup>1</sup>	4	3	3	1	1	31	43
Dettes à long terme <sup>2</sup>	836	155	113	127	127	1 840	3 198
Titres échangeables <sup>3</sup>	—	—	—	750	—	—	750
Paiements de principal sur les obligations locatives <sup>4</sup>	(6)	4	3	3	3	93	100
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives <sup>5,6</sup>	149	120	115	109	104	787	1 384
Intérêt sur les titres échangeables <sup>3,6</sup>	53	53	62	—	—	—	168
Croissance <sup>7</sup>	941	276	—	—	—	—	1 217
Projet de loi intitulé <i>TransAlta Energy Transition Bill</i>	6	6	—	—	—	—	12
<b>Total</b>	<b>2 204</b>	<b>824</b>	<b>480</b>	<b>1 147</b>	<b>307</b>	<b>3 313</b>	<b>8 275</b>

1) Comprennent les contrats de location qui n'ont pas encore commencé.

2) Ne tient pas compte de l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

3) Supposent que les titres échangeables seront échangés par Brookfield le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

4) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2022.

5) L'intérêt sur la dette à long terme est établi en fonction de la dette en cours sans qu'il soit supposé qu'elle sera renouvelée à l'échéance.

6) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

7) Pour plus de précision, se reporter à la rubrique «Plan accéléré de croissance de l'électricité propre» du présent rapport de gestion.

## Éventualités

### Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016. L'AUC a approuvé un processus de règlement de factures et les trois règlements prévus ont été reçus. Les deux premières factures ont été réglées avant la fin du premier trimestre de 2021, et la troisième facture a été réglée au deuxième trimestre de 2021. Les factures ajustées émises par l'AESO au quatrième trimestre de 2021 ont été réglées avant le 31 décembre 2021, et aucune autre facture n'est attendue.

### **Litige avec FMG visant la centrale de South Hedland**

Le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le règlement a été conclu, et les actions ont été rejetées officiellement par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 7 décembre 2021. Le montant du règlement a été comptabilisé dans les produits des activités ordinaires au quatrième trimestre de 2021, et tous les autres soldes qui avaient fait l'objet de provisions antérieurement ont été repris. Par suite du règlement, FMG demeure un client de la centrale de South Hedland.

### **Demande de Mangrove**

Le 23 avril 2019, Mangrove a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle la Société, les membres du conseil de la Société alors en fonction et Brookfield ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

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

Le Balancing Pool et ENMAX tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel a été entendu le 8 juillet 2021. Par la suite, le conseiller juridique représentant ENMAX a insisté sur le fait que l'un des trois juges qui entendaient l'appel était distrait pendant l'audience. La juge en question s'est depuis abstenue de participer à la décision d'appel et les parties ont présenté leurs observations quant à savoir si les deux autres juges peuvent continuer de prendre part à la décision ou si une nouvelle audience est requise. Le 8 novembre 2021, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision ordonnant que l'appel soit entendu de nouveau par une nouvelle formation de trois juges de la Cour d'appel. L'audience a eu lieu le 27 janvier 2021. TransAlta continue de penser que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

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

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément aux CAÉ en Alberta. ENMAX, l'acheteur aux termes des CAÉ en Alberta à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

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

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

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

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques par suite de la décision d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*. Il revendique la propriété des CRE, puisque, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devrait avoir lieu du 6 au 10 février 2023.

### Requête visant le compte de report de capital directement affecté

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

### Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois interruptions distinctes à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de la fourniture de vapeur à ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de la fourniture de vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La Société a mené une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle a permis de conclure qu'aucun de ceux-ci ne pouvait être considéré comme un cas de force majeure. De ce fait, des dommages-intérêts prédéterminés d'un montant établi selon les ententes applicables sont payables par TransAlta aux clients à l'égard des trois interruptions et ont été comptabilisés à titre de passifs sur contrat.

### Litige lié à l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob

La Société est partie à un litige avec Energy Transfer Canada ULC, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), en raison de la résiliation alléguée par ET Canada d'ententes intervenues entre les parties pour la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à la centrale de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement complet pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. Une audience de deux semaines devrait avoir lieu à compter du 9 janvier 2023.

## Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	Augmentation/ (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	703	411	292
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	1 001	702	299
Activités d'investissement	(472)	(687)	215
Activités de financement	(282)	272	(554)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(3)	5	(8)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	947	703	244

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont augmenté par rapport à ceux de l'exercice 2020 en raison surtout de la hausse des produits des activités ordinaires tirés des actifs marchands en Alberta, contrebalancée en partie par une hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration à mesure que la Société abandonne le charbon.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice 2020, surtout en raison de ce qui suit :

- Aucune acquisition de placements en 2021 contre des placements dans Skookumchuck et EMG International LLC («EMG») en 2020 (102 millions de dollars)

- Produit de la vente du gazoduc Pioneer (128 millions de dollars) et de la vente de matériel dans le secteur Transition énergétique (39 millions de dollars)
- Trésorerie plus élevée consacrée à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord (120 millions de dollars) en 2021 qu'à l'acquisition d'Ada (32 millions de dollars) en 2020

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont augmenté en comparaison de flux de trésorerie provenant des activités d'investissement à l'exercice 2020, surtout en raison de ce qui suit :

- Diminution des émissions de dette en 2021. Émission de l'obligation Windrise Wind LP de 173 millions de dollars en 2021, contre l'émission d'une dette à long terme de 753 millions de dollars dans le cadre du placement de TEC et de 400 millions de dollars de titres échangeables en 2020
- Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (59 millions de dollars)
- Facteurs en partie contrebalancés par la diminution des remboursements de la dette à long terme (397 millions de dollars)
- Diminution des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (53 millions de dollars)

## Instruments financiers

En plus d'être utilisés à des fins de négociation pour compte propre, les instruments financiers servent à gérer le risque de taux d'intérêt, le risque lié aux prix des produits de base, le risque lié aux fluctuations des monnaies étrangères ainsi que d'autres risques de marché. À l'heure actuelle, nous pouvons recourir à des swaps prévoyant la livraison et à des swaps financiers, à des contrats de vente et d'achat à terme, à des contrats à terme standardisés, à des contrats de change, à des swaps de taux d'intérêt et à des options pour atteindre nos objectifs en matière de gestion du risque. Certains de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison ont été conclus et sont détenus aux fins de répondre à nos besoins prévus d'achat, de vente ou d'utilisation («à nos propres fins») et, à ce titre, ne sont pas considérés comme des instruments financiers et ne sont pas comptabilisés comme un actif ou un passif financier. Les autres contrats sur produits de base prévoyant la livraison qui ne sont pas détenus aux fins de répondre à des besoins d'achat ou de vente normaux et les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur peuvent avoir une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation se produit si la comptabilité de couverture n'est pas utilisée. Sinon, les variations de la juste valeur n'auront généralement pas d'incidence sur le résultat jusqu'à la date de règlement de l'instrument financier.

Une partie de nos instruments financiers et de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison répondent aux critères d'application de la comptabilité de couverture et sont comptabilisés selon cette méthode. La comptabilisation de ces contrats pour lesquels nous avons choisi d'appliquer la comptabilité de couverture dépend du type de couverture. Nos instruments financiers sont principalement utilisés pour les couvertures de flux de trésorerie ou des éléments autres que de couverture. Ces catégories et leur traitement comptable connexe sont présentés plus en détail ci-dessous.

Pour tous les types de couvertures, nous vérifions l'efficacité à la fin de chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si les instruments produisent le rendement escompté et s'il convient toujours d'appliquer la comptabilité de couverture. Les contrats d'instruments financiers auxquels la Société devient partie visent à assurer la prévisibilité des rentrées et sorties de fonds futures. Dans une relation de couverture, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture n'a pas d'incidence sur le résultat net, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net.

Il y a certains contrats de notre portefeuille qui, dès leur mise en place, ne répondent pas aux critères d'application de la comptabilité de couverture, ou bien pour lesquels nous avons choisi de ne pas appliquer ce traitement. Pour ces contrats, nous comptabilisons en résultat net les profits et pertes liés à la réévaluation à la valeur de marché découlant des variations des prix à terme comparativement aux prix auxquels ces contrats ont été conclus. Ces variations de prix modifient le calendrier de comptabilisation des résultats, mais ne déterminent pas nécessairement le montant du règlement final reçu. La juste valeur des contrats à terme standardisés continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché. La juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas négociés sur une Bourse active, ou qui se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles, est calculée en recourant à des techniques ou modèles d'évaluation.

### Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie sont classées dans la catégorie des couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt ou du prix des produits de base, et sont utilisées pour contrebalancer les risques de change et de taux d'intérêt et le risque lié aux prix des produits de base découlant des fluctuations du marché.

Des contrats de change à terme peuvent être utilisés pour couvrir les risques de change découlant de contrats prévus et d'engagements fermes libellés en monnaies étrangères, principalement liés aux dépenses d'investissement, ainsi que les risques de change liés à la dette libellée en dollars américains.

Les swaps prévoyant la livraison et les swaps financiers, les contrats de vente et d'achat à terme de gré à gré, les contrats à terme standardisés et les options peuvent être utilisés surtout pour contrebalancer les variations des flux de trésorerie futurs découlant des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Les contrats de change à terme et les swaps de devises peuvent être utilisés pour compenser les risques liés à la dette à long terme libellée en monnaies étrangères. Des swaps de taux d'intérêt peuvent être utilisés pour convertir les flux de trésorerie à intérêt fixe liés à la charge d'intérêts en dette à taux variable et vice-versa.

Aux fins de la comptabilisation des couvertures de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture (p. ex., contrat à terme de gré à gré ou swap financier) sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. Ces profits ou pertes qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global sont par la suite reclassés en résultat net dans la même période que celle au cours de laquelle les flux de trésorerie prévus couverts influent sur le résultat net et compensent les pertes ou les profits prévus découlant des transactions. Pour les couvertures de projets, les profits et les pertes reclassés des autres éléments du résultat global sont inclus dans la valeur comptable des immobilisations corporelles connexes.

La comptabilité de couverture repose sur une approche fondée sur des principes adaptée à l'approche d'une entité en matière de gestion des risques. Lorsque nous ne choisissons pas d'appliquer la comptabilité de couverture ou lorsque la couverture n'est plus efficace et ne répond pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture, les profits ou les pertes découlant de variations des prix et des taux d'intérêt ou de change liés à ces instruments financiers sont comptabilisés en résultat net pour la période au cours de laquelle le profit ou la perte survient.

### Couvertures de l'investissement net

La dette à long terme libellée en monnaies étrangères est utilisée pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de nos investissements nets dans les établissements à l'étranger qui ont une monnaie fonctionnelle autre que le dollar canadien. Nos couvertures d'investissement net au moyen de la dette libellée en dollars américains demeurent efficaces et en place. Les profits ou les pertes sur ces instruments sont comptabilisés et reportés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés dans le résultat net à la cession d'un établissement à l'étranger. Nous gérons également le risque de change en appariant les charges libellées en monnaies étrangères avec les produits, tels que les produits compensatoires provenant de nos activités aux États-Unis avec les paiements d'intérêts sur notre dette en dollars américains.

### Éléments autres que de couverture

Les instruments financiers qui ne sont pas désignés comme couvertures sont utilisés pour les activités de négociation pour compte propre et pour réduire le risque lié au prix des produits de base et les risques de change et de taux d'intérêt. Les variations de la juste valeur des instruments financiers qui ne sont pas désignées comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs et les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent.

### Juste valeur

La juste valeur de nos couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt, du prix des produits de base et de dérivés autres que de couverture est surtout calculée au moyen des cours du marché ajustés dans un marché actif ou à partir de données d'entrée validées par les cours des courtiers. Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces opérations sont définies comme des instruments de niveau III selon les IFRS. Les instruments de niveau III reposent sur des données d'entrée du marché non observables, et la juste valeur est donc établie à l'aide de techniques d'évaluation. Les justes valeurs sont validées à l'aide d'autres hypothèses possibles raisonnables à titre de données d'entrée de techniques d'évaluation, et toute différence importante est communiquée dans les notes des états financiers consolidés. Au 31 décembre 2021, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 159 millions de dollars (582 millions de dollars en 2020). Se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les techniques d'évaluation. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020.

### Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et celui de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas établis selon les IFRS, comme il est décrit ci-après. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et sont tirés de nos états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux IFRS. Nous estimons que ces montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS, lus conjointement avec nos montants conformes aux IFRS, permettent aux lecteurs de mieux comprendre la manière dont la direction évalue les résultats.

Les montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Ils pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés et ne doivent pas être considérés isolément ou comme des mesures de remplacement de nos résultats établis selon les IFRS, ni comme étant plus significatifs que ceux-ci.

### Mesures financières non conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée et la dette nette ajustée sont des mesures non conformes aux IFRS qui sont présentées dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels», «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre», «Principales informations trimestrielles», «Capital financier» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS et de la mesure IFRS la plus comparable.

## BAIIA ajusté

Au quatrième trimestre de 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a été renommé BAIIA ajusté conformément à la terminologie normalisée du secteur. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. En outre, certains reclassements et ajustements sont effectués afin de mieux évaluer les résultats à l'exclusion des éléments qui peuvent ne pas refléter le rendement des activités continues. Cette présentation peut faciliter l'analyse des tendances par les lecteurs. Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

### Ajustements des produits des activités ordinaires

- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location-financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement.
- Le BAIIA ajusté est ajusté de façon à exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base.

### Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- Nous procédons à un ajustement pour exclure l'amortissement du matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure des éléments résultant de la décision prise en 2020 d'accélérer l'abandon du charbon et la fermeture de la mine de Highvale avant la fin de 2021, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités continues. Les coûts du combustible et des achats d'électricité tiennent compte de la réduction de valeur des stocks de charbon.
- Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces produits d'intérêts à titre de réduction des coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

### Ajustements des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

- Nous procédons à un ajustement pour exclure la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure le profit découlant de la réduction du régime de retraite à prestations définies de la mine de Highvale.

### Ajustements des autres résultats d'exploitation, montant net

- Nous procédons à un ajustement pour exclure la provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs comptabilisée dans le cadre de la fermeture de la mine de Highvale.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure l'incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness, qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, au quatrième trimestre de 2020.

### Ajustements du résultat qui s'ajoutent à ceux des intérêts, des impôts et de l'amortissement

- Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs sont retirées puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ou les profits et pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.

### Ajustements pour tenir compte des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

- Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons acquis une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, qui est traitée à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat en vertu des IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part du BAIIA ajusté de Skookumchuck dans notre BAIIA ajusté total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats ajustés du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA ajusté d'EMG dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

### BAIIA annuel moyen

Le BAIIA annuel moyen est une mesure financière non conforme aux IFRS de nature prospective, utilisée pour illustrer le BAIIA annuel moyen que le projet actuellement en construction devrait générer une fois achevé.

### Fonds provenant des activités d'exploitation

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux IFRS.

### Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Comprennent les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuk, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, est comprise dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation.
- Les paiements reçus relativement aux créances au titre des contrats de location-financement ont été reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie d'exploitation liés à la décision, en 2020, d'accélérer l'abandon du charbon ainsi que la fermeture de la mine de Highvale avant la fin de 2021, et la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon («Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).

### Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux IFRS.

### Ratios non conformes aux IFRS

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action, les flux de trésorerie disponibles par action, le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté sont des ratios non conformes aux IFRS qui sont présentés dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Fonds provenant des activités d'exploitation par action et flux de trésorerie disponibles par action

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont des ratios non conformes aux IFRS.

### Mesures financières supplémentaires

Les faits saillants financiers présentés sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables, le BAIIA ajusté déconsolidé, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés et le ratio du BAIIA ajusté déconsolidé sur les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés sont des mesures financières supplémentaires que la Société utilise pour présenter le BAIIA ajusté sur une base déconsolidée. Se reporter aux rubriques «Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont également des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter la marge brute par segment pour le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

## Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos le 31 décembre 2021 :

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	84	98	172	238	26	(2)	616	(6)	—	610
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	3	82	(8)	(12)	—	65	—	(65)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
(Profits latents) pertes latentes de change sur les produits de base	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Produits des activités ordinaires ajustés	84	101	271	230	14	(2)	698	(6)	(82)	610
Coûts du combustible et des achats d'électricité	9	6	110	149	—	(2)	272	—	—	272
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	—	(11)	—	—	(11)	—	11	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(1)	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	9	6	109	137	—	(2)	259	—	13	272
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	14	25	—	—	39	—	—	39
Marge brute	75	95	148	68	14	—	400	(6)	(95)	299
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	17	46	20	5	29	124	—	—	124
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	—	3	—	—	3	—	(3)	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Charges ajustées au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	17	46	29	5	29	133	—	(9)	124
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	2	1	—	—	6	—	—	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(10)	(8)	—	—	(18)	—	—	(18)
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	9	—	—	9	—	(9)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(10)	1	—	—	(9)	—	(9)	(18)
BAIIA ajusté	67	76	110	37	9	(29)	270			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits financiers des filiales										6
Amortissement										(134)
Dépréciation d'actifs										(28)
Charge d'intérêts nette										(59)
Perte de change										(6)
Profit à la vente d'actifs et autres										(2)
Résultat avant impôts sur le résultat										(32)

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Comprend les ajustements de reclassement.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos le 31 décembre 2020 :

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements compta- bilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	31	92	167	230	19	8	547	(3)	—	544
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	10	34	(10)	10	—	44	—	(44)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	3	—	—	—	3	—	(3)	—
(Profit latent) perte latente de change sur les produits de base	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	31	102	214	220	29	8	604	(3)	(57)	544
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(1)	11	98	166	—	8	282	—	—	282
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	(40)	(18)	—	—	(58)	—	58	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(15)	—	—	(15)	—	15	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	(1)	11	57	133	—	8	208	—	74	282
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	30	15	—	—	45	—	—	45
Marge brute	32	91	127	72	29	—	351	(3)	(131)	217
<i>Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration</i>										
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	3	—	1	8	—	—	8
<i>Autres résultats d'exploitation, montant net</i>										
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	19	—	—	—	19	—	—	19
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness	—	—	(28)	—	—	—	(28)	—	28	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(9)	—	—	—	(9)	—	28	19
BAIIA ajusté	22	77	92	42	23	(22)	234			
<i>Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence</i>										
Produits financiers des filiales										1
Amortissement										4
Dépréciation d'actifs										(173)
Charge d'intérêts nette										(17)
Perte de change										(64)
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										7
										(168)

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Comprennent les ajustements de reclassement.

## Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour les trois mois clos les 31 décembre 2021 et 2020 :

Trois mois clos les 31 décembre	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1</sup>	54	110
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	148	25
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>202</b>	<b>135</b>
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>1</sup>	6	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	6
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre <sup>2</sup>	(6)	15
Divers <sup>3</sup>	—	2
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>4</sup></b>	<b>213</b>	<b>161</b>
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien <sup>1</sup>	(55)	(58)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	(3)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(9)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(38)	(29)
Paiements de principal sur les obligations locatives <sup>1</sup>	(2)	(10)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>4</sup></b>	<b>106</b>	<b>52</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	273
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action<sup>4</sup></b>	<b>0,79</b>	<b>0,59</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action<sup>4</sup></b>	<b>0,39</b>	<b>0,19</b>

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Comprennent la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos activités de combustion du charbon, la réduction de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation et des montants dus à des entrepreneurs puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance.

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour les trois mois clos les 31 décembre 2021 et 2020 :

Trois mois clos les 31 décembre	2021	2020
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	270	234
Provisions	(18)	(10)
Charges d'intérêts <sup>2</sup>	(51)	(56)
Charge d'impôt exigible <sup>2</sup>	3	5
Perte de change réalisée	(4)	(1)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés <sup>2</sup>	(5)	(5)
Autres éléments sans effet de trésorerie	18	(6)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>3</sup></b>	<b>213</b>	<b>161</b>
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(55)	(58)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	(3)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(9)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(38)	(29)
Paiements de principal sur les obligations locatives <sup>2</sup>	(2)	(10)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>3</sup></b>	<b>106</b>	<b>52</b>

1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.

2) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

3) Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

## Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

	Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires							Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total			
Produits des activités ordinaires	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	41	—	—	—	41	—	(41)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	25	—	—	—	25	—	(25)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	383	348	1 132	728	173	4	2 768	(18)	(29)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(111)	—	—	(190)	—	190	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(17)	—	—	(17)	—	17	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	17	374	432	—	4	843	—	211	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	118	60	—	—	178	—	—	178
Marge brute	367	331	640	236	173	—	1 747	(18)	(240)	1 489
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Charges ajustées au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	173	97	36	84	491	(2)	22	511
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	10	13	6	—	1	33	(1)	—	32
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté	322	262	494	133	137	(85)	1 263			
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Dépréciation d'actifs										(648)
Charge d'intérêts nette										(245)
Profit de change										16
Profit à la vente d'actifs et autres										54
Résultat avant impôts sur le résultat										(380)

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Exercice clos le 31 décembre 2020

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	Gaz	Transition énergétique	Commer-cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	152	332	787	704	122	7	2 104	(3)	–	2 101
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	–	2	33	(14)	21	–	42	–	(42)	–
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	–	–	17	–	–	–	17	–	(17)	–
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	7	–	–	–	7	–	(7)	–
Perte latente de change sur les produits de base	–	–	4	–	–	–	4	–	(4)	–
Produits des activités ordinaires ajustés	152	334	848	690	143	7	2 174	(3)	(70)	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité	8	25	325	435	–	12	805	–	–	805
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	–	–	(4)	–	–	–	(4)	–	4	–
Amortissement minier	–	–	(100)	(46)	–	–	(146)	–	146	–
Réduction de valeur des stocks de charbon	–	–	–	(37)	–	–	(37)	–	37	–
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	8	25	221	352	–	12	618	–	187	805
Coûts de conformité liés au carbone	–	–	120	48	–	(5)	163	–	–	163
Marge brute	144	309	507	290	143	–	1 393	(3)	(257)	1 133
<i>Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration</i>										
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	37	53	166	106	30	80	472	–	–	472
Autres résultats d'exploitation, montant net	2	8	13	9	–	1	33	–	–	33
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	(11)	–	–	–	(11)	–	–	(11)
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness	–	–	(28)	–	–	–	(28)	–	28	–
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	–	–	(39)	–	–	–	(39)	–	28	(11)
BAIIA ajusté	105	248	367	175	113	(81)	927			
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										7
Amortissement										(654)
Dépréciation d'actifs										(84)
Charge d'intérêts nette										(238)
Perte de change										17
Profit à la vente d'actifs et autres										9
Résultat avant impôts sur le résultat										(303)

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Exercice clos le 31 décembre 2019

	Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires								Selon les IFRS
	Hydroélec- tricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Ajustements de reclassement	
Produits des activités ordinaires	156	312	851	905	129	(6)	2 347	—	2 347
<i>Reclassements et ajustements</i>									
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	(17)	6	(12)	(10)	—	(33)	33	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	24	—	—	—	24	(24)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	(6)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	156	295	887	893	119	(6)	2 344	3	2 347
Coûts du combustible et des achats d'électricité	7	16	315	539	—	4	881	—	881
<i>Reclassements et ajustements</i>									
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	4	—
Amortissement minier	—	—	(81)	(40)	—	—	(121)	121	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	7	16	230	499	—	4	756	125	881
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	138	77	—	(10)	205	—	205
Marge brute	149	279	519	317	119	—	1 383	(122)	1 261
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	50	162	124	30	73	475	—	475
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	8	9	8	—	1	29	—	29
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(10)	(41)	—	—	2	(49)	—	(49)
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	—	(14)	(42)	—	—	(56)	—	(56)
BAIIA ajusté	110	231	403	227	89	(76)	984		
Produits tirés des contrats de location-financement									6
Amortissement									(590)
Dépréciation d'actifs									(25)
Profit sur la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de l'unité 3 de la centrale de Keephills									88
Charge d'intérêts nette									(179)
Perte de change									(15)
Profit à la vente d'actifs et autres									46
Résultat avant impôts sur le résultat									193

## Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1,2</sup>	1 001	702	849
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(174)	(89)	(121)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>827</b>	<b>613</b>	<b>728</b>
Ajustements :			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>2</sup>	13	3	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	41	17	24
Provisions et ajustement liés à la transition vers l'énergie propre <sup>3</sup>	79	37	—
Divers <sup>4</sup>	11	15	5
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>5</sup></b>	<b>971</b>	<b>685</b>	<b>757</b>
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(199)	(157)	(141)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(4)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(39)	(40)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(159)	(102)	(111)
Paievements de principal sur les obligations locatives <sup>2</sup>	(8)	(25)	(21)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>5</sup></b>	<b>562</b>	<b>358</b>	<b>435</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	275	283
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action<sup>5</sup></b>	<b>3,58</b>	<b>2,49</b>	<b>2,67</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action<sup>5</sup></b>	<b>2,07</b>	<b>1,30</b>	<b>1,54</b>

1) Le montant de 2019 comprend les indemnités de résiliation de CAÉ. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de précisions.

2) Comprennent notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

3) Comprennent la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos activités de combustion du charbon, la réduction de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des entrepreneurs puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant.

4) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux.

5) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
BAIIA ajusté <sup>1,2</sup>	<b>1 263</b>	927	984
Provisions et autres	(43)	7	13
Charges d'intérêts <sup>3</sup>	(200)	(192)	(174)
Charge d'impôt exigible <sup>3</sup>	(55)	(35)	(35)
Profit (perte) de change réalisé	(2)	8	(6)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés <sup>3</sup>	(18)	(18)	(34)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie <sup>4</sup>	26	(12)	9
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>5</sup></b>	<b>971</b>	685	757
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien <sup>3</sup>	(199)	(157)	(141)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(4)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(39)	(40)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(159)	(102)	(111)
Paiements de principal sur les obligations locatives <sup>3</sup>	(8)	(25)	(21)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>5</sup></b>	<b>562</b>	358	435

1) Les montants de 2019 comprennent les indemnités de résiliation de CAÉ.

2) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.

3) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

4) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux.

5) Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

Pour des explications concernant la période en cours, se reporter à la rubrique «Faits saillants» du présent rapport de gestion.

Les flux de trésorerie disponibles ont diminué de 77 millions de dollars en 2020 par rapport à ceux de 2019, principalement en raison de la baisse des flux de trésorerie sectoriels pour les centrales thermiques en Alberta incluses dans les secteurs Gaz et Transition énergétique et de la hausse des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancées par les solides flux de trésorerie de l'unité de Centralia dans le secteur Transition énergétique et la baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Aucune indemnité de résiliation de CAÉ n'a été prise en compte en 2020.

## Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables

L'information financière sur une base proportionnelle présentée ci-dessous reflète la quote-part de TransAlta Renewables détenue par TransAlta par rapport au total des chiffres consolidés de TransAlta. Les faits saillants financiers présentés sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables sont des mesures financières supplémentaires qui reflètent la part de TransAlta Renewables par rapport aux chiffres consolidés.

### Résultats consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour l'exercice clos le 31 décembre :

	Production réelle (GWh)			BAIIA ajusté			Résultat avant impôts sur le résultat		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
<b>TransAlta Renewables</b>									
Hydroélectricité	434	429	393	17	21	18			
Énergie éolienne et énergie solaire <sup>1</sup>	3 898	4 042	3 355	248	256	238			
Gaz <sup>1</sup>	3 236	2 919	3 089	217	205	202			
Siège social	—	—	—	(19)	(20)	(20)			
TransAlta Renewables avant ajustements	7 568	7 390	6 837	463	462	438	133	188	232
Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation	(3 020)	(2 938)	(2 694)	(185)	(182)	(173)	(53)	(74)	(91)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	4 548	4 452	4 143	278	280	265	80	114	141
Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables									
Hydroélectricité	1 502	1 703	1 652	305	84	92			
Énergie éolienne et énergie solaire	—	27	—	14	(8)	(7)			
Gaz	7 329	7 861	8 730	277	162	201			
Transition énergétique	5 706	7 999	11 852	133	175	227			
Commercialisation de l'énergie	—	—	—	137	113	89			
Siège social	—	—	—	(66)	(61)	(56)			
<b>TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables</b>	<b>19 085</b>	<b>22 042</b>	<b>26 377</b>	<b>1 078</b>	<b>745</b>	<b>811</b>	<b>(433)</b>	<b>(377)</b>	<b>102</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	3 020	2 938	2 694	185	182	173	53	74	91
<b>TransAlta – Consolidé</b>	<b>22 105</b>	<b>24 980</b>	<b>29 071</b>	<b>1 263</b>	<b>927</b>	<b>984</b>	<b>(380)</b>	<b>(303)</b>	<b>193</b>

1) Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.

## Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous avons maintenu une situation financière solide et flexible en 2021.

### Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1</sup>	971	685	757
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ	—	—	(56)
Ajouter : intérêts sur la dette, les titres échangeables et les actions privilégiées et les contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif <sup>2</sup>	202	182	166
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts</b>	<b>1 173</b>	<b>867</b>	<b>867</b>
Intérêts sur la dette, les titres échangeables et les contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts <sup>2,3</sup>	188	185	172
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	33	22	20
<b>Intérêts ajustés</b>	<b>221</b>	<b>207</b>	<b>192</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)</b>	<b>5,3</b>	<b>4,2</b>	<b>4,5</b>

1) Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

2) Les montants ne tiennent pas compte de l'intérêt sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

3) À des fins de crédit, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est utilisé par la direction pour évaluer notre capacité à payer les intérêts sur la dette en cours. Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de 4,0 à 5,0 fois. Bien que 2020 et 2019 se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio de 2021 dépasse l'extrémité supérieure de notre fourchette cible et a augmenté par rapport à celui de 2020, principalement en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation en 2021 par rapport à ceux de 2020.

## Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ)

Aux 31 décembre	2021	2020	2019
Dette à long terme à la fin de la période <sup>1</sup>	3 267	3 361	3 212
Titres échangeables	335	330	326
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(947)	(703)	(411)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables <sup>2</sup>	671	671	471
Divers <sup>3</sup>	(19)	(13)	(17)
<b>Dette nette ajustée<sup>4</sup></b>	<b>3 307</b>	<b>3 646</b>	<b>3 581</b>
BAIIA ajusté <sup>5</sup>	1 263	927	984
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ <sup>5</sup>	—	—	(56)
<b>BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ)<sup>5</sup></b>	<b>1 263</b>	<b>927</b>	<b>928</b>
<b>Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ) (multiple)</b>	<b>2,6</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>

1) Inclut la partie courante et à long terme de la dette, ce qui comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) À des fins de notation de crédit, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises, y compris celles échangeables, comme une dette.

3) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés).

4) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La dette nette ajustée n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

5) Douze derniers mois.

Le capital de la Société est géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. Notre dette courante et à long terme est ajustée pour tenir compte de 50 % des actions privilégiées échangeables, plus 50 % des actions privilégiées en circulation, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles et le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP, et compte tenu de la juste valeur positive des instruments de couverture de la dette, afin de présenter une dette qui est plus facilement comparable d'une période à l'autre. Nous utilisons le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté comme mesure du levier financier pour évaluer notre capacité à rembourser la dette. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ) est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté de 2021 s'est situé en deçà de l'extrémité inférieure de notre fourchette cible et augmenté par rapport à celui de 2020 en raison de la solidité du BAIIA ajusté, des remboursements de la dette et de l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

## BAIIA ajusté déconsolidé par secteur

Nous investissons directement dans nos actifs, mais aussi par l'entremise de coentrepreneurs. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS.

Le BAIIA ajusté est une mesure clé pour TransAlta et TransAlta Renewables et fournit à la direction et aux actionnaires une représentation de la rentabilité des activités principales. Le BAIIA ajusté déconsolidé permet de définir les principales mesures de planification et de crédit et les résultats sectoriels mettent en évidence le rendement d'exploitation des actifs détenus directement par TransAlta qui est comparable d'une période à l'autre.

Le tableau suivant présente un rapprochement du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté déconsolidé par secteur :

	2021		2020		2019				
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	322	17		105	21		110	18	
Énergie éolienne et énergie solaire	262	248		248	256		231	238	
Gaz	494	217		367	205		403	202	
Transition énergétique	133	–		175	–		227	–	
Commercialisation de l'énergie	137	–		113	–		89	–	
Siège social	(85)	(19)		(81)	(20)		(76)	(20)	
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>1 263</b>	<b>463</b>	<b>800</b>	<b>927</b>	<b>462</b>	<b>465</b>	<b>984</b>	<b>438</b>	<b>546</b>
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(133)			(54)			(80)
Déduire : résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance <sup>1</sup>			–			–			(56)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises <sup>2</sup>			–			(3)			–
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables <sup>1</sup>			151			151			151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen <sup>1</sup>			34			17			37
<b>BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta</b>			<b>852</b>			<b>576</b>			<b>598</b>

1) Douze derniers mois.

2) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

## Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a établi ses cibles de répartition du capital en fonction des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés disponibles pour les actionnaires. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire, et n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés pour les exercices clos le 31 décembre sont comme suit :

	2021		2020			2019			
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 001	336		702	267		849	331	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(174)	(13)		(89)	31		(121)	23	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	827	323		613	298		728	308	
Ajustements :									
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	41	–		17	–		24	–	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre	79	–		37	–		–	–	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise <sup>1</sup>	13	–		3	–		–	–	
Produits financiers – participations financières	–	(108)		–	(69)		–	(76)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières <sup>2</sup>	–	191		–	180		–	153	
Divers <sup>3</sup>	11	–		15	–		5	–	
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>971</b>	<b>406</b>	<b>565</b>	<b>685</b>	<b>409</b>	<b>276</b>	<b>757</b>	<b>385</b>	<b>372</b>
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151			151
Distributions au partenaire de TA Cogen			(56)			(17)			(37)
Déduire : quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>1</sup>			–			(3)			–
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			–			–			(56)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta</b>			<b>660</b>			<b>407</b>			<b>430</b>

1) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Les fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières sont calculés comme étant les flux de trésorerie disponibles – participations financières, majorés des dépenses d'investissement de maintien – participations financières, majorés ou diminués des ajustements du taux de change et, en 2021, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, et, en 2021, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

## Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine le ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté de manière déconsolidée afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire et n'est pas définie selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Aux 31 décembre	2021	2020	2019
Dette nette ajustée <sup>1</sup>	3 307	3 646	3 581
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables	244	582	63
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(814)	(692)	(961)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland <sup>2</sup>	(867)	(906)	(145)
<b>Dette nette déconsolidée</b>	<b>1 870</b>	<b>2 630</b>	<b>2 538</b>
<b>BAIIA ajusté déconsolidé<sup>3</sup></b>	<b>852</b>	<b>576</b>	<b>598</b>
<b>Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé<sup>4</sup> (multiple)</b>	<b>2,2</b>	<b>4,6</b>	<b>4,2</b>

1) Se reporter au calcul du ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ) à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition de la dette nette ajustée.

2) Concernent des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.

3) Se reporter à la rubrique «BAIIA ajusté déconsolidé par secteur» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition du BAIIA ajusté déconsolidé.

4) Le ratio non conforme aux IFRS n'est pas une mesure financière normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé a diminué par rapport à celui de 2020, la baisse de la dette nette déconsolidée ayant été contrebalancée en partie par l'augmentation du BAIIA ajusté déconsolidé. La baisse de la dette nette déconsolidée découle des remboursements prévus sur la dette de la Société et d'une augmentation des soldes de trésorerie.

## Perspectives financières pour 2022

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2022 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible pour 2022	Résultats réels de 2021
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	De 1 065 millions de dollars à 1 185 millions de dollars	1 263 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	De 455 millions de dollars à 555 millions de dollars	562 millions de dollars
Dividende	0,20 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité

Marché	Hypothèses pour 2022
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 80 \$ à 90 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 45 \$ US à 55 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	3,60 \$

### Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2022

Dépenses d'investissement de maintien	De 150 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 95 millions de dollars à 115 millions de dollars

## Couverture en Alberta

Fourchette des hypothèses	2022
Production visée par des couvertures (GWh)	6 278
Prix couvert (\$/MWh)	75 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	50 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,75 \$

D'après les estimations, le BAIIA ajusté devrait se situer entre 1,065 milliard de dollars et 1,185 milliard de dollars. Les flux de trésorerie disponibles devraient se situer entre 455 millions de dollars et 555 millions de dollars et ne tiennent pas compte de l'incidence des dépenses d'investissement liées à la réfection requises aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Le point médian de la fourchette représente une diminution de 5 % par rapport au point médian des perspectives de 2021, attribuable principalement aux attentes réduites à l'égard des prix de l'électricité en Alberta, à un retour à un rendement normal dans le secteur Commercialisation de l'énergie et à une augmentation des dépenses de remise en état des mines, le tout en partie contrebalancé par l'apport des nouveaux actifs, le règlement de provisions non récurrentes en 2021 et la baisse des dépenses d'investissement de maintien attendues.

La Société s'attend à ce que ses perspectives pour 2022 soient touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

### Prix du marché

Pour 2022, nous nous attendons à ce que les prix marchands demeurent solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique, bien que les fourchettes cibles aient été abaissées pour ces deux régions. En Alberta, la baisse des prix par rapport à l'exercice précédent devrait résulter de la diminution du nombre d'interruptions planifiées et des ajouts attendus de nouvel approvisionnement en énergie éolienne et en énergie solaire, y compris les nouveaux parcs éoliens Windrise et Garden Plain de TransAlta, qui devraient être mis en service vers la fin de 2022. Les conditions météorologiques et la demande sont également des facteurs importants de la fixation des prix réels. Dans le Nord-Ouest Pacifique, la baisse des prix par rapport à l'exercice précédent devrait découler des prix du gaz naturel et de la production d'énergie hydroélectrique qui dépendront des conditions météorologiques et hydrologiques réelles au cours de l'exercice. Pour 2022, les prix de l'électricité en Ontario devraient être plus élevés qu'en 2021 en raison de la hausse des prix du gaz naturel et des interruptions supplémentaires liées à la remise en état des centrales nucléaires.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille en Alberta est d'équilibrer les possibilités et les risques, et d'offrir des stratégies d'optimisation qui couvrent l'ensemble de nos placements, ce qui inclut un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi. Nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos cibles annuelles au moyen d'une combinaison de couverture par des contrats à terme de gré à gré et de vente de la production sur le marché au comptant. Les actifs en Alberta sont gérés comme un portefeuille afin de maximiser la valeur globale de la production et de la capacité de nos centrales hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques. La couverture financière est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont liées au portefeuille d'actifs plutôt qu'à une seule centrale.

### Interruption au parc éolien de Kent Hills

On s'attend à ce que l'interruption se poursuive aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Les travaux de réfection de toutes les fondations devraient commencer au deuxième trimestre de 2022, et le parc éolien devrait être remis en service d'ici la fin de 2023. L'interruption devrait entraîner un manque à gagner sur les produits d'environ 3,4 millions de dollars par mois sur une base annualisée tant que les 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont hors service, selon l'historique de production d'énergie éolienne moyenne, et des produits devraient être générés à mesure que les éoliennes seront remises en service.

### Ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition de la participation financière dans le portefeuille de parcs solaires de 122 MW entièrement visés par des contrats en Caroline du Nord, lequel devrait générer un BAIIA annuel moyen<sup>7</sup> d'environ 9 millions de dollars américains.

Le 2 décembre 2021, TransAlta Renewables a annoncé que le parc éolien Windrise en Alberta avait été mis en service le 10 novembre 2021. Le parc éolien Windrise devrait générer un BAIIA annuel moyen<sup>6</sup> d'environ 20 millions de dollars à 22 millions de dollars.

### Coûts du combustible et coûts de conformité

En ce qui concerne le portefeuille de centrales alimentées au gaz, la consommation de charbon en Alberta devrait être nulle en 2022 étant donné que TransAlta a maintenant mis hors service ou entièrement converti au gaz toutes ses centrales alimentées au charbon. L'augmentation de la consommation de gaz dans le portefeuille de centrales alimentées au gaz entraînera une diminution des émissions de GES, et l'incidence combinée donnera lieu à un recul des coûts totaux du combustible et des coûts liés aux GES pour un volume donné de production d'électricité. Le tout sera en partie contrebalancé par une hausse de la taxe carbone en Alberta.

Dans le Nord-Ouest Pacifique aux États-Unis, la mine adjacente à notre centrale thermique de Centralia fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Centralia a été acheté auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. En 2020, nous avons modifié notre contrat de combustible et de transport ferroviaire de sorte que nos coûts de transport ferroviaire de marchandises fluctuent en partie en fonction des prix de l'électricité. Le coût du combustible livré en 2022 devrait être légèrement plus élevé que celui de 2021.

La majeure partie de la production de nos centrales à turbine alimentées au gaz naturel est vendue aux termes de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour couvrir la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

### Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA ajusté du secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous avons ajusté nos perspectives afin de refléter le rendement exceptionnel de 2021. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Selon notre objectif de 2022, nous visons à ce que la contribution à la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie se situe entre 95 millions de dollars et 115 millions de dollars pour l'exercice, ce qui correspond à nos attentes habituelles en matière de rendement.

### Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en compensant les actifs libellés en monnaies étrangères au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons aussi des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

<sup>7</sup> Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Frais de démantèlement et de remise en état

Les frais de démantèlement et de remise en état devraient augmenter en 2022 en raison de la fermeture de la mine de charbon de Highvale et de la hausse des activités de remise en état dans le secteur Centralia, certaines d'entre elles ayant été reportées en raison de la COVID-19.

### Dépenses d'investissement de maintien

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 150 millions de dollars à 170 millions de dollars. Le point médian de la fourchette représente une diminution de 25 % par rapport au point médian des perspectives de 2021. Cette diminution découle de la baisse des interruptions planifiées pour travaux d'entretien aux centrales thermiques en Alberta par suite de l'achèvement de la conversion au gaz en 2021, en partie contrebalancée par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien liée à des travaux d'entretien d'envergure planifiés à la centrale de cogénération de Sarnia, ainsi que par la hausse des activités liées à la sécurité des barrages et des travaux d'entretien d'envergure dans notre portefeuille de centrales hydroélectriques. Les dépenses d'investissement liées à la réfection des fondations au parc éolien de Kent Hills ont été séparées de nos dépenses d'investissement de maintien, étant donné leur nature exceptionnelle. D'après les estimations initiales, la réfection du parc éolien de Kent Hills devrait engendrer des coûts se situant entre 75 et 100 millions de dollars, dont un montant estimatif de 40 à 60 millions de dollars devrait être engagé en 2022.

Le total de nos dépenses d'investissement de maintien estimées se présente comme suit :

	Dépenses engagées en 2020	Dépenses engagées en 2021	Dépenses prévues en 2022
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>157</b>	<b>199</b>	<b>150 - 170</b>

### Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,2 milliards de dollars, dont 947 millions de dollars en trésorerie. Nous comptons être bien positionnés pour financer les prochaines échéances de la dette en 2022. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par le contexte économique actuel. Se reporter aux rubriques «Description des activités» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts pour 2022 devrait être plus élevée que celle de 2021, en raison surtout de la hausse de la dette qui s'explique principalement par la conclusion du financement de 173 millions de dollars visant le projet de parc éolien Windrise en novembre 2021. De plus, la variation des taux d'intérêt sur la dette à taux variable et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts engagée.

### Méthodes et estimations comptables critiques

Le choix et l'application des méthodes comptables sont un processus important qui a évolué au rythme de nos activités et des changements aux règles comptables et aux lignes directrices. De manière générale, les règles comptables ne proposent pas de choix parmi plusieurs possibilités, mais elles prévoient la mise en œuvre et l'interprétation des règles existantes de même que l'exercice du jugement à l'égard des situations particulières propres à l'entreprise. Tous les efforts sont faits pour se conformer aux règles applicables dès leur entrée en vigueur ou avant, et nous considérons comme essentiel que ces règles soient mises en œuvre adéquatement et appliquées de manière uniforme.

Cependant, la documentation comptable ne traite pas nécessairement de toutes les situations. Pour les situations non prévues, nous faisons donc preuve du meilleur jugement possible pour adopter une méthode comptable appropriée. Nous établissons des analogies avec des situations semblables et les notes d'orientation concernant la comptabilité qui les régissent, examinons les normes comptables suivies à l'étranger et consultons nos auditeurs indépendants au sujet de l'interprétation appropriée de ces méthodes et de leur application. Chaque méthode comptable critique touche des situations complexes et requiert un jugement considérable, soit pour l'application et l'interprétation de la documentation existante, soit pour l'établissement des estimations qui ont une incidence sur nos états financiers consolidés.

Nos méthodes comptables significatives sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés. Chaque méthode fait intervenir un certain nombre d'estimations et d'hypothèses posées quant à des questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement de l'estimation. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions significatives sur notre situation financière ou nos résultats des activités d'exploitation.

Nous avons discuté de l'élaboration et de la sélection des estimations comptables critiques avec le comité d'audit, des finances et des risques et nos auditeurs indépendants. Le comité a passé en revue et a approuvé l'information fournie relativement aux estimations comptables critiques dans le présent rapport de gestion. Ces estimations comptables critiques sont décrites comme suit :

### Comptabilisation des produits des activités ordinaires

#### Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

##### *Obligations de prestation*

Lorsque les contrats renferment plusieurs promesses de fourniture de biens et de services, la direction exerce son jugement pour établir si les biens ou services constituent des biens ou services distincts ou une série de biens ou services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme. La détermination de l'obligation de prestation influe sur la comptabilisation du prix de transaction, soit à un moment précis ou progressivement. La direction tient compte à la fois des mécanismes du contrat et de l'environnement économique et opérationnel du contrat pour déterminer si les biens ou les services d'un contrat sont distincts.

##### *Prix de transaction*

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client et des besoins en capacité pour évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables.

##### *Répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation*

Lorsqu'un contrat renferme plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services.

Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

### *Obligations de prestation remplies*

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de prestation est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu. La direction fait également preuve de jugement pour déterminer si la mesure de simplification liée au moment de la facturation permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, si ce montant correspond directement à la prestation de l'entité depuis le début du contrat.

### **Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources**

#### *Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés*

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. Le calcul de la juste valeur des contrats conclus dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base et des instruments dérivés est complexe et repose sur des jugements, notamment quant aux prix futurs, à la volatilité et à la liquidité. Certains de nos instruments dérivés ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles, ce qui nous oblige à recourir aux techniques ou modèles d'évaluation internes décrits ci-dessous.

#### *Produits tirés des activités de détail*

Les produits tirés de la vente de capacité non visée par des contrats (c'est-à-dire des activités de détail) comprennent les paiements d'énergie, au cours du marché, pour chaque MWh produit et qui sont comptabilisés à la livraison.

### **Instruments financiers**

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix de la contrepartie qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour des instruments dans un marché actif auquel nous avons accès. En l'absence d'un marché actif, nous calculons les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, nous examinons d'abord les données du marché observables de l'extérieur. Toutefois, si elles ne sont pas disponibles, nous recourons à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur les données de marché observables.

### **Établissement des niveaux et classements**

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs utilisée par la Société sont définis ci-dessous. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur. Se reporter à la note 15 B) I) de nos états financiers consolidés annuels audités pour plus de précisions sur les données d'entrée utilisées pour chaque niveau.

L'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation pour les contrats inclus dans les évaluations de niveau III au 31 décembre 2021 a une incidence positive estimée totale de 105 millions de dollars (incidence positive de 68 millions de dollars en 2020) et une incidence négative estimée totale de 220 millions de dollars (94 millions de dollars en 2020) sur la valeur comptable des instruments financiers. Ces justes valeurs sont soumises à des simulations en ce qui concerne les volumes et les prix. Une tranche de 22 millions de dollars (35 millions de dollars en 2020) de l'incidence positive et une tranche de 145 millions de dollars (59 millions de dollars

en 2020) de l'incidence négative au titre de la valeur soumise à des simulations découlent d'un contrat de vente d'électricité à long terme dans le Nord-Ouest Pacifique qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, utilisant les prix d'électricité présumés dans une fourchette de 28 \$ US à 51 \$ US par MWh (24 \$ US à 32 \$ US par MWh au 31 décembre 2020) pour la période s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide, tandis que le solde résiduel se rapporte au reste du portefeuille. Les volumes variables sont soumis à des simulations selon un écart type à la hausse et à la baisse à partir des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations concernant les contrats à long terme, pour lesquels il n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de sources prévisionnelles internes et externes variées afin d'établir une fourchette de prix élevés et moins élevés.

Outre les évaluations de la juste valeur de niveau III décrites ci-dessus, la convention d'investissement avec Brookfield lui permet d'échanger la totalité des titres échangeables en circulation contre une participation maximale de 49 % dans les capitaux propres d'une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta après le 31 décembre 2024. La juste valeur de l'option d'échange est considérée comme une évaluation de la juste valeur de niveau III pour laquelle l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles pourrait avoir une incidence négative de 32 millions de dollars (incidence négative de 33 millions de dollars en 2020) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2021 (néant au 31 décembre 2020). L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs de 1 % est une variation raisonnablement possible.

### Évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, nous évaluons s'il existe un indice qu'une immobilisation corporelle ou une immobilisation incorporelle à durée d'utilité déterminée a subi une perte de valeur ou si une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué.

Nos activités, le marché et l'environnement d'affaires font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, nous faisons une estimation de la valeur recouvrable de l'immobilisation ou de l'UGT à laquelle elle appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'information au titre des transactions de tiers pour des actifs similaires est utilisée et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisées. La valeur d'utilité est calculée au moyen de la valeur actualisée des estimations les plus probables de la direction à l'égard des flux de trésorerie futurs selon l'utilisation actuelle et l'état existant de l'actif. Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de la vente ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées à l'égard des prix de vente, des coûts de la vente, de la production, de la consommation de combustible, des dépenses d'investissement, des coûts de mise hors service, et des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée d'utilité des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où l'installation est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de l'installation.

Les taux d'actualisation sont établis en utilisant le coût moyen pondéré du capital, lequel repose sur des hypothèses relatives à la structure du capital, au coût des capitaux propres et au coût de la dette en fonction de sociétés comparables présentant des caractéristiques de risque et de données observables de marché similaires à celles de l'immobilisation, de l'UGT ou du groupe d'UGT faisant l'objet de tests. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur la perte de valeur estimée, laquelle incidence pourrait être importante.

L'établissement des UGT ou des groupes d'UGT aux fins du test de dépréciation de l'actif et du goodwill peut également influencer sur le résultat du test. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs, et le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition qui a donné lieu au goodwill. L'affectation du goodwill est réévaluée lorsque la composition des secteurs, des UGT ou des groupes d'UGT change. Pour l'établissement des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. Nous évaluons les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que nos propres plans et pratiques en matière de gestion du risque lié au prix des produits de base pour choisir les points à analyser. Pour ce qui est de l'affectation ou de la réaffectation du goodwill, il faut beaucoup de jugement pour évaluer les synergies et leurs incidences. Il existe également des seuils minimums relativement aux activités de sectorisation et de surveillance interne. Dans le cadre de cet exercice, nous évaluons les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, de l'organisation fonctionnelle et du potentiel de croissance future, et examinons les processus d'évaluation du rendement. Nos UGT n'ont fait l'objet d'aucun changement en 2021.

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les conditions s'améliorent. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant. Se reporter à la rubrique «Situation financière» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Évaluation du goodwill

Nous soumettons le goodwill à un test de dépréciation une fois par année, ou plus fréquemment, si des indices laissent croire à une dépréciation. Si la valeur comptable d'une UGT ou d'un groupe d'UGT, y compris le goodwill, excède sa juste valeur, l'excédent représente une perte de valeur au titre du goodwill.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel des exercices 2021, 2020 et 2019, la Société a déterminé la valeur recouvrable des UGT en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après les prévisions à long terme de la Société pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2072. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

Le calcul de la juste valeur des UGT ou du groupe d'UGT est appelé à changer d'une période à l'autre, car la direction doit poser des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs, les volumes de production et de négociation, les marges ainsi que les coûts du combustible et les coûts d'exploitation.

### Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

### Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. Une composante est une partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles et les taux d'amortissement utilisés sont examinés au moins une fois l'an afin d'assurer qu'ils continuent d'être appropriés.

## Contrats de location

Pour déterminer si les contrats de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si le contrat procure au client le droit à la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location et s'il confère au client le droit de décider de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer la durée du contrat de location en évaluant si l'exercice des options de résiliation et de prolongation est raisonnablement certain. L'exercice du jugement est également nécessaire pour déterminer les paiements fixes en substance (inclus) et les paiements variables qui sont fonction de facteurs d'utilisation ou du rendement (exclus) et pour déterminer les composantes locatives et les composantes non locatives du contrat (services reçus du fournisseur) et affecter les paiements liés aux contrats aux composantes locatives et aux composantes non locatives.

Pour les contrats de location dont le bailleur est la Société, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la Société, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont nous classons les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances au titre des contrats de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

## Impôts

La préparation des états financiers consolidés requiert l'estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où nous exerçons nos activités. Cela suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. Il convient également de déterminer la probabilité que notre résultat imposable futur sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits. La diminution des actifs d'impôt différé peut être reprise si le résultat imposable futur estimé s'améliore. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différents de nos estimations pourrait avoir des effets importants sur le montant comptabilisé au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. Certaines vérifications pourraient entraîner une augmentation de notre passif fiscal, bien que nous estimions avoir une provision pour impôts sur le résultat suffisante, conformément aux IFRS, compte tenu de l'information dont nous disposons actuellement. Il n'est pas possible de savoir quelle sera l'issue des audits en cours ou de déterminer son incidence éventuelle sur les états financiers consolidés.

## Avantages futurs du personnel

Nous offrons à nos employés des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire. Le coût de ces avantages dépend de nombreux facteurs, y compris des résultats réels et des estimations et hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle dépendent des données réelles sur l'effectif, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes.

La modification des dispositions des régimes peut également se répercuter sur les coûts courants et futurs découlant des régimes de retraite. Les coûts découlant des régimes de retraite peuvent également être touchés de façon importante par des modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris, par exemple, les taux d'actualisation utilisés pour

établir l'obligation au titre des prestations définies et le coût financier net au titre du passif net des régimes à prestations définies. Pour évaluer notre obligation, nous utilisons un taux d'actualisation représentatif de titres à revenu fixe de sociétés de grande qualité disponibles actuellement et qui devraient être disponibles sur la durée restante des prestations de retraite.

### Provision pour frais de démantèlement et de remise en état

Nous comptabilisons une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite d'enlever les installations et de remettre le site en état. Le montant comptabilisé à titre de provision doit être la meilleure estimation des dépenses nécessaires au règlement de l'obligation. Les valeurs prévues sont pondérées en fonction d'un facteur de probabilité afin de tenir compte des risques et des incertitudes liés au moment et au montant du règlement d'un grand nombre de provisions. Les valeurs prévues sont actualisées au taux d'intérêt sans risque fondé sur le marché ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la Société par le marché.

Nous estimons à environ 1,6 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler cette provision, montant qui sera engagé entre 2022 et 2072. La plus grande partie de ces coûts sera engagée entre 2025 et 2050.

### Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, nous comptabilisons les provisions découlant des activités commerciales continues, comme l'interprétation et l'application des modalités contractuelles, les litiges en suspens et les recours pour force majeure. Ces provisions et leurs modifications subséquentes sont établies selon notre meilleure estimation de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence d'estimations faites par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé.

### Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat, elle doit le classer soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, et le classement a une incidence sur la comptabilisation du partenariat. Pour déterminer le classement du partenariat, la Société exerce son jugement en évaluant les modalités de l'accord afin de déterminer si elles confèrent aux parties des droits sur l'actif et des obligations ou des droits sur l'actif net. Pour comprendre les droits des parties à l'entreprise, il convient d'évaluer certains facteurs comme la structure juridique, les accords contractuels et d'autres faits et circonstances, à savoir, par exemple, si l'entreprise vise principalement à fournir une production aux parties et si les parties sont pour ainsi dire la seule source de flux de trésorerie de l'entreprise.

### Influence notable

Lorsque la Société effectue un placement, elle doit le classer soit comme un placement dans une entreprise associée, soit comme un placement aux termes de l'IFRS 9. Pour déterminer le classement, la Société exerce son jugement en évaluant si elle exerce une influence notable sur l'entité émettrice. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles de l'entité émettrice, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. Si la Société détient 20 % ou plus des droits de vote dans l'entité émettrice, elle est présumée exercer une influence notable, sauf s'il peut être démontré clairement que ce n'est pas le cas. D'autres facteurs tels que la représentation au sein du conseil d'administration, la participation aux processus d'élaboration des politiques, les transactions significatives entre la Société et l'entité émettrice, l'échange de personnel de direction ou la fourniture d'informations techniques essentielles sont pris en compte pour évaluer si la Société exerce une influence notable sur une entité émettrice.

## Modifications comptables

### Modifications comptables de la période considérée

#### Modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers* – méthodes comptables significatives

Pour les états financiers annuels de 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1<sup>er</sup> janvier 2023. Ces modifications obligent les entités à fournir des informations significatives sur leurs méthodes comptables plutôt que leurs principales méthodes comptables. La Société a mis à jour les méthodes comptables présentées à la note 2 selon son évaluation de la norme modifiée.

#### Modifications à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* – *Produit antérieur à l'utilisation prévue*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* (les « modifications à l'IAS 16 »), avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1<sup>er</sup> janvier 2022. La Société a adopté les modifications à l'IAS 16 de façon rétrospective. Aucun effet cumulatif de l'application initiale des dispositions n'est survenu. Les modifications à l'IAS 16 interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité doit plutôt comptabiliser en résultat net le produit de la vente de tels éléments, ainsi que le coût de production de ceux-ci. L'adoption par anticipation des modifications n'a entraîné aucun ajustement.

#### IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* – réforme des taux d'intérêt de référence

La transition du taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR ») a débuté avec la cessation, le 31 décembre 2021, de la publication du taux LIBOR en dollars américains à une semaine et à deux mois. Les taux LIBOR en dollars américains à un jour et à un, trois, six et douze mois continueront d'être publiés jusqu'à la date de cessation, le 30 juin 2023. Tant que leur publication se poursuit, les taux LIBOR en dollars américains peuvent continuer d'être utilisés à l'égard des instruments financiers existants jusqu'à leur échéance; toutefois, les taux LIBOR en dollars américains ne pourront être appliqués aux nouveaux instruments financiers conclus après le 31 décembre 2021. En août 2020, l'IASB a publié la *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications ont pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1<sup>er</sup> janvier 2021. Aucune incidence financière n'a découlé de l'application des modifications.

Les facilités de crédit de la Société utilisent comme taux de référence le LIBOR en dollars américains pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens pour les emprunts en dollars canadiens, et incluent des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur les facilités de crédit. La Société est partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois, qui devraient être réglés au troisième trimestre de 2022.

### Modifications comptables futures

#### Modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Contrats déficitaires – Coût d'exécution du contrat* et des modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, afin de préciser les coûts qu'une entité doit prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022 et seront adoptées par la Société en 2022. Les modifications s'appliquent aux contrats pour lesquels une entité ne s'est pas encore acquittée de toutes ses obligations à compter de la date d'entrée en vigueur. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

### **Modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction***

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*. Les modifications précisent que l'exception prévue par l'IAS 12 en ce qui a trait à la comptabilisation initiale ne s'applique pas aux transactions comme les contrats de location et les obligations de démantèlement. Ces transactions donnent lieu à des montants égaux de différences temporaires compensatoires au titre desquelles un impôt différé doit être comptabilisé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La situation actuelle de la Société est conforme aux modifications et, par conséquent, aucune incidence financière ne devrait découler de leur application à la date d'entrée en vigueur.

### **Modifications à l'IAS 1, *Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants***

En janvier 2020, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de fournir une approche plus générale concernant la présentation des passifs en tant que passifs courants ou non courants d'après les accords contractuels en vigueur à la date de clôture. Ces modifications précisent ce qui suit : les droits et les conditions existant à la date de clôture sont pertinents lorsqu'il s'agit de déterminer si la Société a le droit de différer le règlement d'un passif pour au moins 12 mois, les attentes de la direction ne constituent pas un facteur pertinent quant à l'exercice du droit de la Société de différer le règlement d'un passif, et les circonstances dans lesquelles un passif est considéré comme réglé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023 et doivent être appliquées de façon rétrospective. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence qu'auront ces modifications sur ses états financiers consolidés.

### **Chiffres comparatifs**

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

## **Questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)**

La Société accorde une priorité à la gestion et à la performance en matière de développement durable ou d'ESG. Le développement durable est l'une de nos valeurs fondamentales, ce qui veut dire qu'il fait partie de notre culture d'entreprise. Nous nous efforçons en permanence de l'intégrer davantage dans nos processus de gouvernance, de prise de décision, de gestion du risque et opérationnels quotidiens, tout en soutenant notre stratégie de croissance. Notre souci du développement durable se traduit en fin de compte par une amélioration continue des questions importantes en matière d'ESG et par la recherche d'un équilibre entre la création de valeur économique et la proposition de valeur pour l'environnement et nos parties prenantes.

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

- 1. Production d'électricité propre, fiable et durable**
- 2. Milieu de travail sécuritaire, sain, diversifié et motivant**
- 3. Relations positives avec les Autochtones, les parties prenantes et les clients**
- 4. Pratiques progressistes de gérance environnementale**
- 5. Technologie et innovation**

Nous publions des rapports sur le développement durable depuis 1994. Pour l'exercice considéré, nous avons organisé la rubrique sur les questions ESG du présent rapport de gestion pour permettre aux parties prenantes de mieux comprendre les enjeux les plus importants touchant notre rendement lié aux questions ESG.

### Présentation d'information sur nos facteurs de développement durable importants

Le contenu lié aux questions ESG de TransAlta est intégré au présent rapport de gestion afin de fournir de l'information sur la façon dont les questions ESG influent sur nos activités (y compris les principaux domaines d'intérêt) et s'inspire des principaux cadres de présentation de l'information sur les questions ESG. Ce contenu est fondé sur des capitaux non traditionnels (notamment des capitaux d'ordre environnemental, humain, social et sociétal, intellectuel et manufacturier) conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Les données liées aux changements climatiques à présenter sont fondées sur les questionnaires sur les changements climatiques du CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project) et les recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»). En 2021, nous avons procédé à des analyses de scénarios liés aux changements climatiques afin de nous conformer davantage aux deux cadres internationaux sur le développement durable. Les données sur les émissions de GES de portée 1 et 2 suivent les normes de comptabilité et de présentation de l'information du Protocole des GES. Se reporter à la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la gestion des changements climatiques et les constatations tirées de notre analyse de scénarios.

Nous appliquons les lignes directrices de la Global Reporting Initiative ainsi que les normes du Sustainability Accounting Standards Board («SASB») à l'égard des sociétés de services publics d'électricité et des producteurs d'énergie. Nous restons au fait de l'évolution des normes d'information sur le développement durable afin d'évaluer l'information qui sera communiquée dans les prochains rapports, notamment les normes du conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (International Sustainability Standards Board) et du groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures).

Les informations fournies à l'égard des facteurs de développement durable les plus pertinents se fondent sur notre appréciation de l'importance relative du développement durable. Notre appréciation de l'importance relative repose sur une évaluation des recherches propres aux secteurs clés sur les questions importantes et s'appuie sur un engagement interne et externe à l'égard des principales questions de développement durable. Notre programme de gestion des risques d'entreprise est conçu pour aider l'organisation à centrer ses efforts sur les principaux risques d'entreprise, selon l'horizon prévisionnel, qui pourraient avoir d'importantes répercussions sur la réussite de sa stratégie, notamment ses objectifs de développement durable. Nous jugeons un facteur de durabilité comme étant important s'il peut avoir une influence significative sur notre capacité à créer de la valeur. Nos principaux facteurs de risque environnementaux sont les changements climatiques, les conditions météorologiques, les catastrophes environnementales, l'exposition aux éléments, le risque lié à la conformité aux règles environnementales et la réglementation environnementale actuelle et émergente. Nos principaux facteurs de risque social comprennent les relations avec les Autochtones et les parties prenantes, les communautés locales, la santé et la sécurité publiques, la santé et la sécurité des employés et des entrepreneurs, la fidélisation des employés, la chaîne d'approvisionnement et la cybersécurité. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur nos facteurs de risque.

## Transformation de notre modèle d'affaires pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050

À TransAlta, notre mission consiste à fournir à nos clients de l'électricité propre, fiable, sécuritaire et à faible coût. En tant que chef de file en matière de solutions d'énergie propre centrées sur les clients, nous sommes bien placés pour appuyer les objectifs ESG et de développement durable de nos clients. Pour atteindre cet objectif dans un contexte économique en évolution et un monde de plus en plus électrifié, nous nous appuyons sur une stratégie axée sur la croissance de l'électricité renouvelable et un véritable engagement en matière de développement durable. Nous pensons être particulièrement bien placés alors que le monde continue de s'électrifier et d'adopter des pratiques de développement durable. Se reporter à la rubrique «Description des activités» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Notre président et chef de la direction, John Kousinioris, aborde notre processus de décarbonation ci-après.

### Comment la stratégie de TransAlta contribue-t-elle à la transition énergétique?

«Dans notre secteur, beaucoup s'entendent sur les mesures à prendre pour réaliser une transition vers l'énergie à faible teneur en carbone. D'abord, nous devons abandonner la production au charbon à fortes émissions. À la fin de 2021, TransAlta a réalisé cette transition au Canada et prévoit mettre hors service la dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis à la fin de 2025. Ensuite, nous devons accroître considérablement la fourniture d'électricité renouvelable à zéro émission. TransAlta possède déjà un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable de premier plan et notre plan de croissance permettra de faire croître nos activités éoliennes et solaires de 2 GW au cours des cinq prochaines années. Finalement, nous devons réaliser des percées qui nous permettront d'exploiter les sources d'énergie renouvelable intermittentes pour fournir aux clients de l'électricité fiable. La centrale WindCharger de TransAlta a été le premier projet de stockage d'énergie à batteries à grande échelle associé à une installation d'énergie renouvelable en Alberta et notre plan de croissance vise d'autres investissements dans le stockage d'énergie. Les principales composantes de la stratégie de TransAlta sont alignées sur la transition énergétique en cours dans l'économie mondiale.»

### De quelle façon la stratégie de la Société cadre-t-elle avec les efforts pour lutter contre les changements climatiques à l'échelle mondiale?

«Nous sommes très fiers de notre bilan en matière de réduction des émissions jusqu'à maintenant. La Société a réalisé une réduction des émissions annuelles de GES de 29 millions de tonnes par rapport aux niveaux de 2005. Cette réduction dépasse déjà les cibles nationales de réduction des émissions pour 2030 au Canada, aux États-Unis et en Australie où nous exerçons nos activités. En ce sens, nous avons déjà une longueur d'avance sur les efforts nationaux ambitieux déployés dans nos marchés intérieurs. Cela dit, nous reconnaissons que la décarbonation du secteur de l'électricité est un pilier central des efforts pour la lutte contre les changements climatiques à l'échelle mondiale puisque l'électrification permet de réduire les émissions dans d'autres secteurs, tels que le transport. De ce fait, nous devons continuellement relever notre niveau d'ambition comme nous l'avons fait l'année dernière en établissant notre objectif de carboneutralité d'ici 2050 et cette année en augmentant et en devançant notre cible de réduction à court terme.

«Nous sommes la première société ouverte canadienne du secteur de l'énergie à prendre l'engagement d'établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques. Cette étape cruciale permet de veiller à ce que nos actions soient alignées sur les mesures requises pour atteindre les objectifs climatiques mondiaux. En outre, nous avons eu le plaisir de nous joindre à l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon à l'occasion de la 26<sup>e</sup> Conférence des Parties de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques («COP26»), à Glasgow. L'alliance rassemble des gouvernements et des sociétés qui s'engagent à prendre l'une des mesures clés pour favoriser la transition énergétique mondiale.»

### TransAlta a devancé et augmenté sa cible de réduction des émissions de GES. Pourquoi la Société a-t-elle pris cette décision?

«Notre nouvelle cible a été établie en fonction de notre nouvelle stratégie de croissance. Autrement dit, en mettant l'accent sur la croissance de nos actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats, nous faisons croître nos activités et non nos émissions. Ce type de croissance, de pair avec les conversions du charbon au gaz qui réduisent les émissions de nos actifs thermiques ainsi qu'avec la cogénération sur place de manière efficiente, permet de créer un profil d'évolution des émissions pour notre Société en vue de réduire considérablement nos émissions au cours des cinq prochaines années.

«Nous croyons qu'il est important que la Société assume la responsabilité envers le public d'atteindre ces cibles et de s'assurer que ses investisseurs, clients et parties prenantes sont au courant de la direction qu'elle prend relativement à cet effort important.»

### Comment TransAlta peut-elle aider ses clients dans leurs efforts de décarbonation?

«TransAlta aide surtout ses clients en mettant en œuvre et en exploitant de façon fiable des projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie et de production sur place qui répondent à leurs besoins en matière d'énergie. Cet engagement fondamental repose sur un ensemble de technologies et d'options contractuelles que nous adaptons pour veiller à ce que nos clients reçoivent l'énergie qu'ils requièrent et à ce que les résultats environnementaux soient conformes à leurs engagements à l'égard des questions ESG. En 2021, nous avons fièrement annoncé un important projet de parc éolien en Oklahoma qui fournira de l'électricité à une grande entreprise établie aux États-Unis, un important projet de parc éolien en Alberta en vue de fournir de l'électricité à Pembina Pipelines ainsi qu'un projet d'énergie solaire et de stockage à batteries à plus petite échelle avec BHP en Australie. Il s'agit là d'exemples d'une approche personnalisée conçue pour répondre aux besoins uniques des clients alors qu'ils s'efforcent d'atteindre leurs propres objectifs de décarbonation. À l'avenir, nous nous attendons à voir une demande accrue pour de l'électricité fiable à zéro émission et notre stratégie de croissance vise à placer la Société en bonne position pour réaliser efficacement ces projets pour des partenaires nouveaux et actuels dans l'ensemble de nos marchés.»

### Cibles de développement durable pour 2022 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2022 et au-delà soutiennent le succès à long terme de notre entreprise de sorte que la Société maintiendra sa position de leader en matière de questions ESG dans l'avenir. Les objectifs et les cibles sont fixés pour accroître notre performance ESG et gérer les enjeux importants émergents liés au développement durable conformément aux objectifs de développement durable des Nations Unies («ODD des Nations Unies») et au référentiel Future-Fit Business. TransAlta est engagée à décarboner sa production d'énergie et à accélérer la croissance de la production d'énergie propre. Nous sommes convaincus que nous pouvons avoir une plus grande incidence positive relativement à l'ODD 7, *Énergie propre et d'un coût abordable*, et à l'ODD 13, *Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques*, des Nations Unies, tout en appuyant plusieurs autres ODD.

En décembre 2021, TransAlta a approuvé une cible liée aux changements climatiques plus rigoureuse visant à réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015. Nous estimons que cette cible est conforme à l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. En outre, en décembre 2021, nous nous sommes engagés à établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques dans le cadre de l'initiative Science Based Targets. En 2021, la Société a contracté un emprunt lié au développement durable qui alignera le coût d'emprunt sur les cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur l'emprunt lié au développement durable. En 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, Windrise Wind LP, a obtenu un financement sous forme d'obligations vertes. Ce placement soutient notre objectif visant à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre. Se reporter à la rubrique «Acquisitions de TransAlta Renewables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les objectifs sont décrits ci-dessous :

### Objectifs ESG : Environnement

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington	Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m <sup>3</sup> ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales	Objectif 6.4 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, faire en sorte que les ressources en eau soient utilisées beaucoup plus efficacement dans tous les secteurs et garantir la viabilité des prélèvements et de l'approvisionnement en eau douce afin de remédier à la pénurie d'eau et de réduire nettement le nombre de personnes qui manquent d'eau.»
Réduction des déchets d'exploitation	D'ici 2022, réduction de 80 % des déchets d'exploitation par rapport au niveau de référence de 2019	Objectif 12.5 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, réduire nettement la production de déchets par la prévention, la réduction, le recyclage et la réutilisation.»
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO <sub>2</sub> et de 80 % des émissions de NO <sub>x</sub> par rapport aux niveaux de 2005	Objectif 9.4 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, améliorer les infrastructures, promouvoir une industrialisation durable grâce à une utilisation plus efficace des ressources et à une plus grande adoption de technologies et de procédés industriels propres et respectueux de l'environnement.»
Réduction des émissions de GES	D'ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015	Objectif 13.2 des ODD des Nations Unies : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»
	D'ici 2050, atteinte de la carboneutralité	

## Objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux de fréquence totale des accidents enregistrables de moins de 0,61	Objectif 8.8 des ODD des Nations Unies : «Défendre les droits des travailleurs, promouvoir la sécurité sur le lieu de travail et assurer la protection de tous les travailleurs, y compris les migrants, en particulier les femmes, et ceux qui ont un emploi précaire.»
Soutien pour des communautés autochtones prospères	Accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi	Objectif 4.5 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, éliminer les inégalités entre les sexes dans le domaine de l'éducation et assurer l'égalité d'accès des personnes vulnérables, y compris les personnes handicapées, les Autochtones et les enfants en situation vulnérable, à tous les niveaux d'enseignement et de formation professionnelle.»
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	Objectif 12.8 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, faire en sorte que toutes les personnes, partout dans le monde, aient les informations et connaissances nécessaires au développement durable et à un style de vie en harmonie avec la nature.»

## Objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Renforcement de l'égalité des sexes	Représentation féminine de 50 % au sein du conseil d'ici 2030  Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030  Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	Objectif 5.5 des ODD des Nations Unies : «Garantir la participation entière et effective des femmes et leur accès en toute égalité aux fonctions de direction à tous les niveaux de décision, dans la vie politique, économique et publique.»
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	Objectif 12.6 des ODD des Nations Unies : «Encourager les entreprises, en particulier les grandes entreprises et les entreprises transnationales, à adopter des pratiques durables et à intégrer des informations sur le développement durable dans leur cycle de présentation de l'information.»

## Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Transition vers d'autres énergies que le charbon	D'ici la fin de 2025, fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz	Objectif 7.1 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»
Solutions d'énergie propre pour les clients	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients pour favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone	Objectif 7.2 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, augmenter substantiellement la part des énergies renouvelables dans la combinaison énergétique mondiale.»

## Performance en matière de développement durable de 2021

En 2021, nous avons atteint un jalon en matière de performance environnementale dans notre parcours visant à accroître notre portefeuille de production d'électricité propre grâce à l'achèvement de nos conversions du charbon au gaz au Canada. De façon générale, les unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO<sub>2</sub> que les unités alimentées au charbon. L'achèvement de la conversion des unités et la fin de la production à la mine de charbon de Highvale en Alberta ont également contribué aux objectifs mis de l'avant par l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, à laquelle s'est jointe TransAlta dans le cadre de la COP26. Notre performance sociale a été mise en valeur par notre contribution positive en vue de favoriser un accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi.

La performance par rapport à nos cibles de développement durable de 2021 est décrite ci-dessous :

### Objectifs ESG : Environnement

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington	<i>En voie de réalisation</i>	Les travaux de remise en état de nos mines de Centralia et de Highvale sont réalisés progressivement.
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	<i>En voie de réalisation</i>	Notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, a été mise hors service le 31 décembre 2021 et les travaux de remise en état sont réalisés progressivement.
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m <sup>3</sup> ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales	<i>En voie de réalisation</i>	En 2021, nous avons réduit la consommation d'eau de 4 millions m <sup>3</sup> , ou de 11 %, par rapport aux niveaux de 2020 à l'échelle des centrales.
Réduction des déchets d'exploitation	D'ici 2022, réduction de 80 % des déchets d'exploitation par rapport au niveau de référence de 2019	<i>En voie de réalisation</i>	En 2021, nous avons réduit la production totale de déchets de l'équivalent de 620 000 tonnes, ou 55 %, par rapport aux niveaux de 2020.
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO <sub>2</sub> et de 80 % des émissions de NO <sub>x</sub> par rapport aux niveaux de 2005	<i>En voie de réalisation</i>	Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO <sub>2</sub> de 90 % et les émissions de NO <sub>x</sub> de 77 %. En 2021, nous avons réduit les émissions de SO <sub>2</sub> de 42 % et les émissions de NO <sub>x</sub> de 29 % par rapport aux niveaux de 2020.
Réduction des émissions de GES	D'ici 2030, réduction de 60 % des émissions de GES à l'échelle de la Société par rapport aux niveaux de 2015, conformément à l'engagement à l'égard du programme développement durable des Nations Unies et de la lutte contre le réchauffement climatique de 2 °C	<i>Atteint</i>	Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 61 %. En 2021, nous avons réduit les émissions d'environ 3,9 millions de tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> , ou 24 %, par rapport aux niveaux de 2020.
	D'ici 2050, atteinte de la carboneutralité	<i>En voie de réalisation</i>	Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 61 %. En 2021, nous avons réduit les émissions d'environ 3,9 millions de tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> , ou 24 %, par rapport aux niveaux de 2020.

## Objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux de fréquence totale des accidents enregistrables de moins de 0,61	<i>Non atteint</i>	Le taux de fréquence totale des accidents enregistrables est demeuré essentiellement le même d'une année à l'autre. En 2021, nous avons obtenu un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,82 comparativement à 0,81 en 2020. Nous continuons de mettre l'accent sur la transformation de la culture de la sécurité en vue de pouvoir respecter et dépasser notre objectif de 0,61 dans l'avenir.
Soutien pour des communautés autochtones prospères	Accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi	<i>Atteint</i>	En 2021, le soutien a représenté une valeur totale de 375 000 \$, et comportait l'octroi de 14 bourses dans le cadre d'un partenariat avec Indspire, le financement de programmes de rattrapage scolaire par l'intermédiaire du Southern Alberta Institute of Technology et le maintien de la communication sur les possibilités d'emploi dans divers médias afin de soutenir les différentes options d'accès pour les communautés autochtones.
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	<i>En voie de réalisation</i>	En 2021, conformément à notre engagement, nous avons entamé l'élaboration d'une formation de sensibilisation à la culture autochtone qui sera offerte à tous les employés au Canada, en Australie et aux États-Unis d'ici la fin de 2023.

## Objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Renforcement de l'égalité des sexes	Représentation féminine de 50 % au sein du conseil d'ici 2030	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2021, les femmes représentaient 42 % de la composition totale du conseil comparativement à 45 % en 2020, en raison de la retraite de l'une des membres du conseil. En 2021, nous avons une représentation féminine de 50 % au sein du conseil, à l'exclusion de deux candidats de Brookfield.
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2021, les femmes représentaient 24 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 21 % en 2020.
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	<i>Atteint</i>	L'équité salariale pour les femmes au sein de la Société a été maintenue en 2021.
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	<i>Atteint</i>	En 2021, nous avons mené une analyse de scénarios liés aux changements climatiques qui nous a permis d'accroître notre alignement sur les recommandations du GIFCC et les normes du CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project).

## Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Résultats	Commentaires
Leadership en matière de production d'énergie propre d'ici 2025	D'ici la fin de 2025, fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement d'électricité propre (énergies renouvelables et gaz)	<i>En voie de réalisation</i>	En 2021, l'unité 5 de la centrale de Sundance a été mise hors service, et les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills ainsi que l'unité 6 de la centrale de Sundance ont été converties au gaz naturel. La mine de charbon de Highvale a été fermée. L'unité 1 de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020 et l'unité restante devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.
	Fin de la production d'électricité à partir du charbon au Canada avant la fin de 2021	<i>Atteint</i>	En 2021, l'unité 5 de notre centrale de Sundance a été mise hors service, et les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills ainsi que l'unité 6 de la centrale de Sundance ont été converties au gaz naturel. La mine de charbon de Highvale a été fermée.
Solutions d'énergie propre pour les clients	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients pour favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone	<i>Atteint</i>	En 2021, la Société a fait l'acquisition d'un portefeuille de parcs solaires en exploitation de 122 MW en Caroline du Nord et a commencé la construction d'un projet d'énergie solaire avec un système de stockage d'énergie à batteries de 48 MW en Australie-Occidentale. Nous avons également conclu des CAÉ à long terme visant l'achat de 100 MW d'électricité produite par notre projet de parc éolien Garden Plain en Alberta et de 100 % de l'électricité produite par nos projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW en Oklahoma.

## Décarbonation de notre combinaison énergétique

À TransAlta, les questions ESG ne se résument pas à une stratégie commerciale, mais constituent un avantage concurrentiel. Le développement durable est l'une de nos valeurs fondamentales, c'est pourquoi nous nous efforçons d'intégrer les changements climatiques dans la gouvernance, la prise de décision, la gestion des risques et nos activités commerciales quotidiennes. Le résultat de notre engagement à l'égard des changements climatiques est l'amélioration continue des enjeux fondamentaux liés au climat et la garantie que la création de valeur économique est équilibrée grâce à une proposition de valeur en faveur de l'environnement et des personnes.

Nous reconnaissons l'incidence des changements climatiques sur la société et nos activités à l'heure actuelle et dans l'avenir. Notre engagement à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a plus d'un siècle avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. En 2002, nous avons acquis notre premier parc éolien, en 2015, notre première centrale solaire et en 2020, notre première centrale de stockage à batteries. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 50 installations d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Notre rapport sur les changements climatiques est fondé sur les recommandations du GIFCC. Ce cadre permet d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les changements climatiques influent sur nos activités.

Les points qui suivent présentent des exemples de la façon dont nous avons adapté nos activités pour gérer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques, du leadership dont nous avons fait preuve en prenant des mesures pour lutter contre les changements climatiques et de notre position pour assurer la résilience climatique.

- Aujourd'hui, nous sommes fiers d'être l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta – nous avons fait passer notre capacité nominale de production d'énergie renouvelable d'environ 900 MW en 2000 à plus de 2 800 MW en 2021.
- Notre entreprise fait preuve de résilience à l'égard des changements climatiques en réduisant ses émissions de GES – nous visons une réduction des émissions annuelles d'éq. CO<sub>2</sub> de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions annuelles de 19,7 millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>, ou 61 %, ce qui nous met sur la bonne voie pour atteindre notre cible pour 2026.
- À titre de leader du secteur de l'électricité renouvelable en Amérique du Nord, nous sommes en bonne position pour construire des centrales d'énergie renouvelable et des centrales hybrides afin de soutenir les objectifs des clients en matière de décarbonation. Notre stratégie consiste à mettre hors service notre dernière unité alimentée au charbon d'ici la fin de 2025, à parvenir à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel et à générer un BAIIA composé à hauteur de 70 % de BAIIA provenant de sources renouvelables.

## Gouvernance en matière de changements climatiques

Les risques et les possibilités liés aux changements climatiques peuvent avoir une incidence considérable sur nos activités, particulièrement les modifications de réglementation et l'évolution des préférences des clients pour une énergie à faible teneur en carbone. Par conséquent, nous gérons activement les risques et les possibilités afin de poursuivre notre croissance et d'atteindre nos objectifs. Les questions liées au climat sont identifiées à tous les niveaux de la direction, y compris le conseil, l'équipe de direction, les unités fonctionnelles et les fonctions du siège social (p. ex., les relations avec les gouvernements, la réglementation, l'échange de quotas d'émission, le développement durable, les relations commerciales et avec les clients et les relations avec les investisseurs). En nous assurant que les questions liées aux changements climatiques sont reconnues et traitées aux échelons les plus élevés de la Société (y compris au sein du conseil et de la direction), nous avons pu fixer des cibles de réduction des émissions réalisables et augmenter notre capacité de production grâce à l'énergie renouvelable et au stockage d'énergie.

### Surveillance exercée par le conseil d'administration

Le niveau le plus élevé de surveillance des questions liées aux changements climatiques est au niveau du conseil, et la surveillance spécifique de certains aspects de la réponse de la Société aux changements climatiques est déléguée à notre comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD»), à notre comité d'audit, des finances et des risques («CAFR») et à notre comité de la performance des investissements («CPI»).

Le CGSDD se réunit chaque trimestre et aide le conseil à surveiller et à évaluer la conformité à la réglementation et aux obligations d'information sur les changements climatiques. Le CGSDD reçoit des rapports de la direction sur les changements apportés à la législation sur les changements climatiques et l'incidence potentielle de l'évolution des politiques sur les activités de TransAlta. Le CGSDD appuie le conseil dans l'élaboration de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques à l'échelle de la Société. Le CGSDD examine également les lignes directrices relatives à la protection de l'environnement, y compris les mesures d'atténuation des émissions de GES, et détermine si nos procédures environnementales sont mises en œuvre efficacement.

Le CAFR et le CPI jouent également un rôle dans la gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta. Le CAFR aide le conseil à surveiller l'intégrité de nos états financiers consolidés et veille à ce que les risques et les possibilités liés aux changements climatiques soient pris en compte dans les décisions financières. En outre, le CAFR est chargé d'approuver les politiques de gestion des risques financiers et du risque lié aux produits de base et d'examiner les rapports trimestriels sur la gestion des risques d'entreprise. Le CPI prend en compte et évalue les risques liés aux projets d'investissements, notamment en surveillant les évaluations et les plans d'atténuation des risques liés aux changements climatiques. Par conséquent, les dépenses d'investissement, les acquisitions et les budgets liés aux changements climatiques sont examinés par le CAFR et le CPI au cas par cas.

Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à la réussite de notre stratégie et à la croissance de nos activités. Plus particulièrement, cinq membres de notre conseil ont déterminé que l'environnement et les changements climatiques faisaient partie de leurs quatre principales compétences pertinentes.

### Rôle de la haute direction

Le niveau le plus élevé de surveillance des enjeux liés aux changements climatiques au niveau de la direction relève du président et chef de la direction de TransAlta. Nos unités fonctionnelles et les fonctions du siège social travaillent en étroite collaboration pour aider l'équipe de direction à comprendre les risques et les possibilités liés aux changements climatiques. Notre équipe de direction examine les risques et les possibilités de façon trimestrielle et en fait rapport au CGSDD et au CAFR.

À l'échelle des unités fonctionnelles, les risques liés aux changements climatiques sont recensés grâce à notre système de gestion totale de la sécurité, à notre fonction et nos systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la communication avec nos parties prenantes, à notre surveillance attentive et à notre participation aux groupes de travail.

Plus particulièrement, nous associons une composante de la rémunération des membres de la direction à la réduction des émissions de GES et à la gestion des changements climatiques. Nous lions nos plans incitatifs annuels à l'intention des dirigeants de la Société (incitatif à court terme ou prime annuelle et incitatif à long terme sous forme d'actions) au rendement relatif à nos objectifs stratégiques. Nos objectifs stratégiques comprennent la croissance de la production d'énergie renouvelable, la réduction des émissions des GES et le soutien des objectifs de développement durable des clients en matière de décarbonation grâce à la production sur place d'une énergie à faible teneur en carbone.

Se reporter à «Rémunération liée aux questions ESG» sous la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les mesures incitatives relatives à la performance fondée sur les questions ESG.

## Stratégie et gestion du risque

### Stratégie en matière de changements climatiques

Tel qu'il est décrit dans les rubriques suivantes, notre évaluation des risques et des possibilités et notre analyse des scénarios climatiques appuient l'élaboration et l'amélioration continue de notre stratégie en matière de changements climatiques. Nous surveillons et gérons activement les risques et possibilités en matière de changements climatiques conformément à notre stratégie d'affaires globale pour veiller à demeurer résilients, quel que soit le scénario.

TransAlta reste engagée à tracer une voie de la résilience dans un monde de décarbonation afin d'appuyer les objectifs proposés en vertu de l'Accord de Paris et ceux qui ont été solidifiés lors des réunions qui ont suivi, comme la COP26. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz et au charbon et de stockage), l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon et la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie. Nos clients intègrent de plus en plus les risques liés aux questions ESG dans leur prise de décisions d'affaires; par conséquent, nous croyons qu'il est avantageux de faire croître nos activités de production d'énergie propre pour soutenir les objectifs de développement durable de nos clients. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2021, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 800 MW. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Nous contribuons également aux objectifs de développement durable de nos clients par l'intermédiaire du marché des attributs environnementaux. Les attributs environnementaux que nous générons comprennent les crédits compensatoires de carbone, les crédits d'énergie renouvelable et les crédits compensatoires d'émissions. Nos clients peuvent utiliser les attributs environnementaux pour réduire les coûts de conformité liés aux politiques sur le carbone ou aux normes en matière de portefeuilles d'énergies renouvelables. En outre, les attributs environnementaux peuvent aider à atteindre les objectifs volontaires de développement durable ou de réduction du carbone des entreprises.

Pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage à batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage à batteries WindCharger, le premier du genre en Alberta qui stocke l'énergie produite par l'unité 2 de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Ce projet aidera BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, dont la date de mise en service est prévue au début de 2023, devrait réduire les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP de 540 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> au cours des dix premières années d'exploitation.

Pour faciliter notre propre cheminement en vue d'assurer la résilience climatique, nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone au cours des dernières années. En 2021, nous avons adopté une cible liée aux changements climatiques plus rigoureuse visant à réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015. TransAlta estime que cette cible est conforme à l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. En outre, en 2021, TransAlta s'est engagée à établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques dans le cadre de l'initiative Science Based Targets. De plus, nous visons l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050, tout en mettant en valeur l'énergie renouvelable et le gaz naturel. Nous prenons également des mesures stratégiques à l'égard de la décarbonation du secteur de l'énergie et pour appuyer la transition énergétique. En 2021, nous avons achevé notre conversion au gaz naturel des actifs canadiens alimentés au charbon existants, ce qui nous a permis de réaliser notre objectif d'abandon du charbon au Canada. En 2021, nous avons également annoncé notre plan de croissance de l'électricité propre qui permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergie renouvelable de 2 GW d'ici 2025. En 2025, nous mettrons également hors service notre dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis, marquant ainsi l'abandon de la production d'électricité à partir du charbon de TransAlta.

À ce jour, nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 064 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW au gaz naturel. De façon générale, nos unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO<sub>2</sub> que les unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales plutôt que de les mettre hors service permet de réduire les coûts et les émissions associés aux nouvelles constructions et s'aligne sur les ODD des Nations Unies, en particulier l'objectif 9, *Industrie, innovation et infrastructures*. L'achèvement des projets de conversion et la fermeture de la mine de charbon de Highvale contribuent également à l'atteinte des objectifs de l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, à laquelle TransAlta s'est jointe en novembre 2021 dans le cadre de la COP26.

Nous engageons activement le dialogue avec les décideurs politiques et les parties prenantes pour trouver une façon d'aider les réseaux électriques que nous desservons à atteindre la carboneutralité tout en conservant la fiabilité. Nous continuerons d'investir dans les énergies renouvelables et d'évaluer les meilleures façons de fournir des services de stockage d'énergie, y compris intégrer à la stratégie de la Société les leçons tirées du stockage à batteries à l'échelle industrielle et en faire part au gouvernement. Du même coup, le gaz naturel jouera un rôle crucial dans le secteur de l'électricité en fournissant une production de base pour répondre à la demande actuelle du réseau et faciliter une transition énergétique sans heurts. Nous cherchons constamment l'amélioration de l'efficacité énergétique et des possibilités d'obtenir des réductions d'émissions à des coûts concurrentiels. En outre, nous nous engageons à investir dans des mesures d'atténuation des changements climatiques afin de maximiser la valeur pour nos actionnaires, nos clients, les collectivités locales et l'environnement.

### Scénarios climatiques

En 2021, nous avons réalisé une analyse de scénarios climatiques pour comprendre les risques et les possibilités et évaluer la viabilité de notre stratégie selon plusieurs scénarios relatifs aux changements climatiques futurs. L'analyse porte sur les scénarios tirés de l'édition 2020 des perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie («AIE»), un modèle de simulation à grande échelle conçu pour reproduire le fonctionnement des marchés de l'énergie. Nous avons utilisé les trois scénarios suivants : Politiques annoncées («STEPS»), Développement durable («SDS») et Zéro émission nette à l'horizon 2050 («NZE»).

<b>POLITIQUES ANNONCÉES (STEPS)</b>	<b>DÉVELOPPEMENT DURABLE (SDS)</b>	<b>ZÉRO ÉMISSION NETTE À L'HORIZON 2050 (NZE2050)</b>
 <ul style="list-style-type: none"> <li>• «<b>Reflette toutes les intentions politiques et les cibles annoncées actuelles</b>»</li> <li>• Aucune tarification du carbone aux États-Unis ou en Australie</li> <li>• Le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 45 % d'ici 2040</li> <li>• Augmentation de la capacité de production au gaz naturel</li> <li>• Repose sur les technologies prêtes à être exploitées : énergie éolienne et solaire</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• «<b>En voie d'atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2070</b>»</li> <li>• La tarification du carbone se poursuit au Canada et est établie aux États-Unis et en Australie (140 \$ US/tonne de CO<sub>2</sub> d'ici 2040)</li> <li>• Le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 90 % d'ici 2040</li> <li>• La capacité de production au gaz naturel demeure stable</li> <li>• Outre l'énergie éolienne et solaire, repose sur les batteries, le stockage et un certain niveau de CUSC, ainsi que sur l'hydrogène</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• «<b>En voie d'atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2050</b>»</li> <li>• Tarification vigoureuse établie au Canada, aux États-Unis et en Australie (205 \$ US/tonne de CO<sub>2</sub> d'ici 2040)</li> <li>• Le secteur de l'énergie atteint la cible de zéro émission nette d'ici 2035</li> <li>• Diminution de la capacité de production au gaz naturel après 2030 et assorti de CUSC</li> <li>• Outre l'énergie éolienne et solaire, repose sur les batteries, le stockage, le CUSC, l'hydrogène et l'innovation</li> </ul>

Source : World Energy Outlook (2020)

Selon le STEPS, les gouvernements n'ont pas adopté de politiques climatiques et environnementales supplémentaires importantes relativement au système énergétique. Le STEPS suppose que la tarification du carbone se poursuit au Canada alors qu'aucun tarif n'est établi au titre du carbone aux États-Unis ou en Australie. Il suppose également que le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 45 % d'ici 2040 tout en augmentant la capacité de production au gaz naturel. Enfin, le STEPS se limite au déploiement de technologies prêtes à être exploitées, y compris l'énergie éolienne et solaire.

Selon le SDS, les objectifs en vertu de l'Accord de Paris (2015) sont atteints, ce qui permettrait de parvenir à zéro émission nette d'ici 2070. Le SDS suppose une montée rapide des politiques et des investissements en matière d'énergies propres qui permettrait au système énergétique d'atteindre aussi les principaux ODD des Nations Unies. Dans le scénario SDS, tous les objectifs de zéro émission nette actuels sont atteints et des efforts considérables pour réduire les émissions sont déployés. Le SDS suppose que la tarification du carbone se poursuit au Canada et qu'elle est établie aux États-Unis et en Australie. Il suppose également que le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 90 % d'ici 2040 alors que la capacité de production au gaz naturel demeure stable jusqu'en 2030, puis diminue à l'horizon 2040. Enfin, le SDS suppose qu'en plus de l'énergie éolienne et solaire, le système énergétique repose sur les batteries, le stockage et un certain niveau de captage, d'utilisation et de stockage du carbone («CUSC»), ainsi que sur l'hydrogène.

Le scénario NZE représente une voie pour le secteur de l'énergie mondial vers l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050. Ce scénario suppose également que les principaux ODD liés à l'énergie sont atteints grâce à un accès universel à l'énergie d'ici 2030 et à d'importantes améliorations de la qualité de l'air. Le NZE repose sur l'idée qu'une croissance mondiale de l'électrification soutient la démarche vers l'atteinte de la cible de zéro émission nette. Il suppose qu'une tarification vigoureuse du carbone est établie au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le scénario suppose que le secteur de l'énergie atteint la cible de zéro émission nette d'ici 2035 dans les économies développées alors que la capacité de production au gaz naturel est stable jusqu'en 2030, puis diminue considérablement à l'horizon 2040. Tout comme le scénario SDS, le NZE suppose qu'en plus de l'énergie éolienne et solaire, le système énergétique repose sur les batteries, le stockage et un certain niveau de CUSC, ainsi que sur l'hydrogène.

### Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques

Au moyen des scénarios climatiques, nous avons analysé la résilience de nos activités et défini des risques et des possibilités propres à nos actifs. Les trois scénarios présentent des possibilités de croissance pour TransAlta en ce qui a trait aux énergies renouvelables, aux solutions de stockage et aux services auxiliaires. L'analyse de scénarios a démontré que nos actifs de production éolienne et solaire présentent les meilleures perspectives de croissance, ce qui cadre avec notre stratégie de croissance. Dans tous les scénarios, les actifs hydroélectriques demeurent précieux puisqu'ils offrent des possibilités d'expansion afin d'inclure des services de stockage.

Les informations présentées dans les sections qui suivent mettent en évidence les principaux risques, possibilités et mesures prises par la direction de TransAlta pour tous les scénarios.

## Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
Description	<p>Les subventions ou les fonds prévus pour la transition vers l'énergie propre augmentent alors que les gouvernements visent à accroître la capacité installée d'énergie renouvelable pour répondre à la demande croissante d'électricité et compenser la fermeture des centrales à forte émission de carbone. D'importants investissements pour la décarbonation du réseau devraient affluer en Alberta, comme bon nombre des autres marchés où TransAlta exerce ses activités sont fortement réglementés ou sont déjà à faible émission de carbone. Cela mènera à l'intensification de la concurrence dans le marché de la production marchande, entraînant une grande partie du portefeuille d'actifs de production à faire fréquemment des offres à valeur nulle, ce qui se traduira par une diminution du prix moyen de l'électricité répartie. Simultanément, le coût des énergies renouvelables, dont la diminution est prévue dans tous les scénarios, fait tomber les obstacles à l'accès aux marchés. Ces facteurs combinés accentueront la concurrence pour TransAlta. Les scénarios de l'AIE n'indiquent pas clairement la tarification de l'électricité et la façon dont elle peut être touchée par une concurrence accrue. Cela reste donc un point d'incertitude. Certains changements structurels du marché pourraient être nécessaires pour garantir les rendements des producteurs d'électricité et parvenir à décarboner le réseau.</p>	<p>La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel connaît une baisse alors que le marché se tourne vers une énergie plus propre. Une baisse additionnelle de la demande provenant des clients des secteurs pétrolier et gazier du Canada peut se produire compte tenu de la diminution des taux de production pétrolière implicite aux scénarios NZE et SDS. La transition vers un monde à faible émission de carbone entraînera vraisemblablement de la volatilité et de l'incertitude au sein du marché. Bien que cela semble contre-intuitif, l'énergie produite à partir du gaz naturel pourrait être requise pour fournir de l'électricité dans le cadre de la transition si le rythme de la décarbonation est plus lent que prévu dans les scénarios ou si les solutions de stockage d'énergie à l'échelle du réseau ne sont pas développées ou commercialisées telles qu'elles ont été modélisées. Dans ces cas, et avec l'abandon du charbon, les actifs de gaz naturel seront utilisés pour la production de base. Par conséquent, les actifs de gaz naturel peuvent encore jouer un rôle pour assurer une transition énergétique harmonieuse et efficace. Il faut optimiser les actifs de gaz naturel et évaluer avec prudence les investissements supplémentaires pour tenir compte du rythme de décarbonation et du risque qui découle de la baisse de la demande d'électricité au gaz naturel.</p>	<p>La tarification du carbone fait augmenter le coût des activités gazières. L'imposition de réductions supplémentaires des émissions pourrait contraindre les dernières centrales à investir dans des technologies comme le CUSC, augmentant encore davantage les coûts opérationnels des centrales alimentées au gaz naturel. Les actifs de gaz naturel aux États-Unis et en Australie sont exposés à moins de risques que les actifs en Alberta, car ils sont visés par des contrats et peuvent facturer des coûts liés au carbone à leurs clients. La surveillance actuelle et anticipée de la tarification régionale du carbone est nécessaire pour planifier et évaluer les augmentations des coûts opérationnels et les répercussions sur les nouveaux projets et investissements.</p>
NZE	<p>On prévoit que, d'ici 2040, les énergies renouvelables constitueront plus de 85 % de la production d'électricité totale dans les régions où nous exerçons nos activités. L'effervescence de la demande pour les énergies renouvelables intensifiera la concurrence et réduira les tarifs de l'électricité. La fluctuation du prix de l'électricité et l'incertitude accrue du marché devraient influencer sur nos profits.</p>	<p>La part de la production d'électricité au gaz naturel devrait diminuer de plus de 50 % d'ici 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités par rapport aux niveaux de 2019. On prévoit que cette baisse de la demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel se répercutera sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.</p>	<p>La hausse des coûts opérationnels attribuable à l'augmentation de la tarification du carbone à 205 \$ US/tonne d'éq. CO<sub>2</sub> d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation (économies développées dans les scénarios de l'AIE) et à la diminution de la capacité opérationnelle devrait avoir une incidence sur les profits tirés de nos actifs de gaz naturel.</p>

**Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario**

	<b>Intensification de la concurrence</b>	<b>Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel</b>	<b>Augmentation des coûts opérationnels</b>
<b>SDS</b>	<p>Une diminution des subventions et des fonds est prévue dans ce scénario comparativement au NZE. Toutefois, les coûts liés à l'énergie renouvelable diminueront tout de même d'environ 10 % pour l'énergie éolienne et de 55 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution, de pair avec un certain niveau de subventions, entraînera l'intensification de la concurrence et une baisse potentielle des tarifs de l'électricité, ce qui devrait avoir une incidence sur nos profits.</p>	<p>La production d'électricité au gaz naturel diminue de plus de 50 % en Amérique du Nord, mais demeure stable en Australie à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. La demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel devrait diminuer plus lentement que dans le scénario NZE. Cette diminution pourrait avoir une incidence sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.</p>	<p>La hausse des coûts opérationnels se produirait plus lentement que dans le scénario NZE, mais la tarification du carbone devrait tout de même atteindre 140 \$ US/tonne d'éq. CO<sub>2</sub> d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation. Cette hausse pourrait avoir une incidence sur la capacité opérationnelle et les profits de nos actifs de gaz naturel, selon les dispositions de facturation des coûts liés au carbone aux clients prévues dans nos contrats.</p>
<b>STEPS</b>	<p>Alors que des subventions minimale sont attendues et que le coût d'accès aux marchés ne diminuera pas au même rythme que dans les scénarios SDS et NZE, les coûts liés à l'énergie renouvelable devraient tout de même diminuer d'environ 8 % pour l'énergie éolienne et de 45 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution entraînera une intensification de la concurrence qui devrait être contrebalancée par une demande d'électricité accrue et ne devrait donc pas avoir une incidence sur nos profits.</p>	<p>La production d'électricité au gaz naturel devrait augmenter de plus de 15 % d'ici 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités par rapport aux niveaux de 2019. Ces variations ne devraient pas influencer sur nos actifs de gaz naturel.</p>	<p>Ce scénario ne prévoit pas une forte augmentation des coûts opérationnels puisque seul le Canada prévoit une tarification du carbone en 2040. Par conséquent, les profits tirés de nos actifs de gaz naturel ne devraient pas être touchés.</p>
<b>Mesures prises par la direction</b>	<p>Il est essentiel pour TransAlta de composer avec l'incertitude entourant la dynamique du marché (la structure, la tarification et la concurrence), les politiques gouvernementales et la planification. Nous avons recours à des couvertures et à des CAÉ pour stabiliser la tarification et planifions générer une croissance de l'énergie propre dans les régions où nous exerçons nos activités. Se reporter aux rubriques «Stratégie en matière de changements climatiques» et «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur notre stratégie et notre gestion des risques.</p>	<p>Nous optimisons les actifs de gaz naturel pour maximiser la valeur et les flux de trésorerie afin d'appuyer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage d'énergie. Nos unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO<sub>2</sub> que les unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales alimentées au charbon plutôt que de les mettre hors service permet de réduire les coûts et les émissions associés aux nouvelles constructions et s'aligne sur les ODD des Nations Unies, en particulier l'objectif 9, <i>Industrie, innovation et infrastructures</i>. En parallèle, nous continuons de faire croître notre portefeuille d'énergie renouvelable. D'ici 2025, nous parviendrons à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel, avec un BAIIA composé à hauteur de 70 % de BAIIA provenant de sources renouvelables.</p>	<p>Nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone. En 2021, nous avons réalisé une réduction totale de 61 % comparativement à nos niveaux d'émissions de 2015. Nous nous sommes engagés à réduire nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015 et prévoyons atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En outre, les fonctions du siège social établissent des tarifs au titre du carbone pour chaque région. Les tarifs actuels et prévus sont utilisés comme mécanisme pour gérer les risques futurs liés aux incertitudes du marché du carbone.</p>

## Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie	Développement de nouvelles technologies
<b>Description</b>	Il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergie renouvelable dans tous les scénarios. Les actifs d'énergie renouvelable (hydroélectrique, éolienne, solaire) devraient devenir les sources de production par défaut étant donné la hausse de la demande d'électricité provenant de ces actifs. La valeur de l'hydroélectricité est appelée à croître compte tenu de la pénétration accrue des énergies renouvelables et du besoin en matière de production fiable à zéro émission. L'hydroélectricité peut ainsi devenir une meilleure source d'électricité de base dans de nombreuses régions. La diminution des coûts de l'énergie renouvelable facilite également la croissance d'un portefeuille d'énergie renouvelable, particulièrement selon les scénarios NZE et SDS.	Il existe des possibilités de développement de systèmes de stockage à batteries ou d'énergie hydroélectrique et de services auxiliaires dans tous les scénarios, l'énergie renouvelable continuant de faire sa place au sein du réseau. Les avancées dans ces domaines doivent permettre la transmission de l'électricité lorsque la production à partir d'énergie renouvelable est interrompue dans une région. On prévoit que le stockage jouera un rôle particulièrement important dans la transition énergétique. Le stockage à batteries à des prix concurrentiels favorise une plus grande adoption des énergies renouvelables.
<b>NZE</b>	Une croissance de la production d'électricité renouvelable d'environ 950 % est attendue d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019, faisant en sorte que les énergies renouvelables constituent plus de 85 % de la production d'électricité dans les régions où nous exerçons nos activités. La transition de l'hydroélectricité comme capacité de production de base devrait être favorable pour TransAlta. Une augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.	La hausse des produits des activités ordinaires grâce à l'accès à des marchés nouveaux et en émergence devrait stimuler la croissance et l'augmentation des produits des activités ordinaires selon le scénario NZE. La production de plus de 85 % d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les régions où nous exerçons nos activités permettra d'accomplir d'importantes avancées dans les technologies de stockage et les services auxiliaires. La capacité de stockage devrait croître pour atteindre environ 250 GW aux États-Unis d'ici 2040.
<b>SDS</b>	Une croissance de la production d'électricité renouvelable d'environ 550 % est attendue d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019, les énergies renouvelables constituant plus de 75 % de la production d'électricité dans les régions où nous exerçons nos activités. Une augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.	La hausse des produits des activités ordinaires grâce à l'accès à des marchés nouveaux et en émergence devrait stimuler la croissance et l'augmentation des produits des activités ordinaires selon le scénario SDS. La production fluctuante restera présente en raison d'une part moins élevée des énergies renouvelables par rapport au scénario NZE; toutefois, la croissance de la capacité des services auxiliaires et de stockage sera nécessaire pour soutenir les activités sur le marché. La capacité de stockage devrait croître pour atteindre environ 110 GW aux États-Unis d'ici 2040.
<b>STEPS</b>	Dans le scénario STEPS, la croissance est atténuée par rapport aux autres scénarios, mais on y prévoit tout de même une croissance des énergies renouvelables de 280 % d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Grâce à cette croissance, environ 50 % de la production d'électricité proviendra des énergies renouvelables à l'horizon 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités. L'augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.	L'accès à des marchés nouveaux et en émergence serait restreint dans ce scénario comparativement aux scénarios NZE et SDS. Bien qu'on prévoit une croissance dans les énergies renouvelables, les besoins en matière de nouvelles technologies ne constituent pas une nécessité dans ce marché et pourraient ne pas être profitables. Par conséquent, nos produits des activités ordinaires ne devraient pas être touchés.

## Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie	Développement de nouvelles technologies
<b>Mesures prises par la direction</b>	<p>Notre engagement à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a plus d'un siècle avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 50 installations d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie. D'ici la fin de 2025, nous prévoyons que 70 % de notre BAIIA proviendra de sources renouvelables. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz et au charbon et de stockage) et la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable, de stockage et de production de gaz naturel à faible émission de carbone. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2021, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 800 MW. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.</p>	<p>Pour tirer parti de cette possibilité et pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage à batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage à batteries WindCharger, le premier du genre qui stocke l'énergie produite par l'unité 2 de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Ce projet aidera BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients.</p>

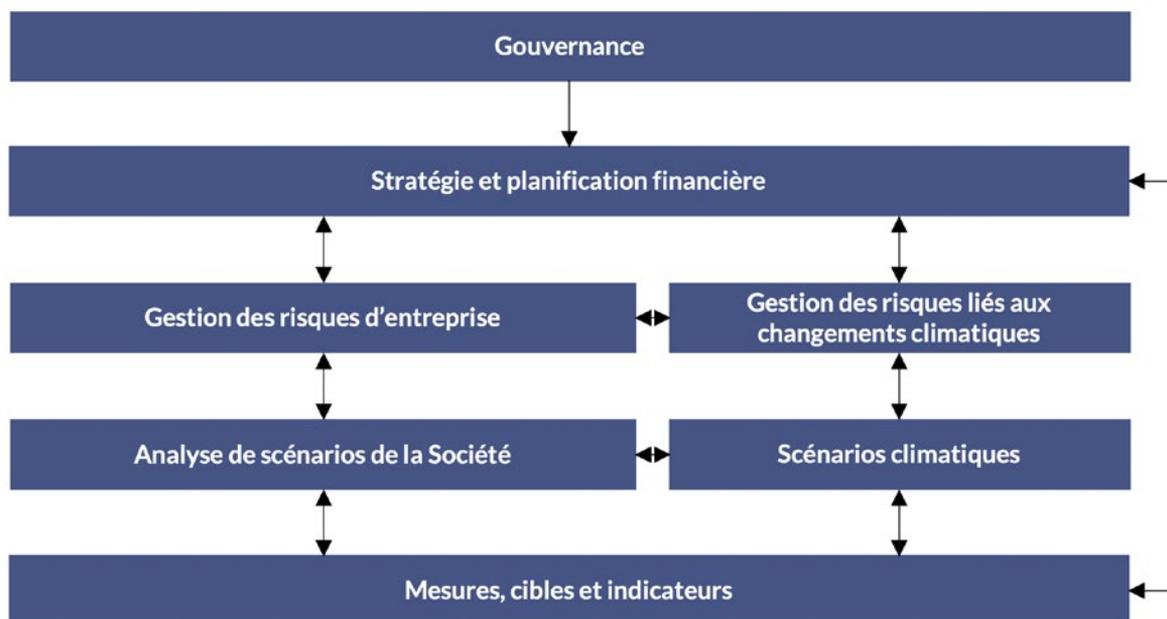
**NZE :** Les principaux risques comprennent l'intensification de la concurrence, la baisse de la demande pour le gaz naturel et l'augmentation des coûts opérationnels qui découlent de la tarification accrue du carbone et des mandats axés sur la réduction des émissions. Les principales possibilités comprennent l'évolution de l'énergie renouvelable comme source d'énergie par défaut et les nouvelles avancées technologiques, y compris les systèmes de stockage à batteries et les services auxiliaires. Il convient de souligner qu'il existe d'autres risques et possibilités pour TransAlta dans le cadre du scénario NZE. Par exemple, des changements dans la façon dont les services du marché de l'énergie sont offerts pourraient avoir une incidence positive ou négative sur nos activités. En outre, à mesure que les politiques en matière de crédits carbone évoluent, notre capacité à utiliser ces crédits évoluera également. Enfin, l'évolution de l'énergie renouvelable comme source d'énergie principale exigera une réévaluation des services auxiliaires, ce qui pourrait générer d'importantes possibilités pour TransAlta.

**SDS :** Les risques et possibilités du scénario SDS demeurent les mêmes que ceux du scénario NZE; toutefois, les incidences sont moindres puisque les changements sur les marchés sont plus lents et moins extrêmes. L'énergie renouvelable devient toujours la principale source d'électricité et des possibilités technologiques s'ajoutent, particulièrement en ce qui concerne les batteries. La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel diminue à l'horizon 2040. La tarification du carbone est présente aux États-Unis et en Australie, mais les tarifs sont moins élevés que ceux dans le scénario NZE. Enfin, une réévaluation des services auxiliaires crée une occasion à saisir pour TransAlta.

**STEPS :** Dans le scénario STEPS, la production d'énergie renouvelable connaît une forte croissance, mais n'en fait pas la source d'énergie principale. La mise en œuvre de nouvelles technologies est beaucoup plus lente, et la demande pour les batteries est moindre. La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel ne diminue pas et il n'y a pas de changements à grande échelle sur les marchés permettant d'accroître la stabilité des services, de la tarification et des services auxiliaires. Cela évite le risque associé à la demande d'électricité produite à partir du gaz naturel, mais élimine du même coup les possibilités de croissance des services auxiliaires. Dans ce scénario, les risques matériels sont plus déterminants que les risques liés à la transition.

Pour atténuer les risques et saisir les possibilités, nous avons élaboré des indicateurs liés aux changements climatiques pour surveiller l'évolution des futurs scénarios climatiques. Ces indicateurs présentent les probabilités d'un scénario climatique particulier. Par exemple, un indicateur pourrait comprendre un changement de direction des prix du carbone et du pétrole. Tel qu'il est illustré dans le schéma suivant, les constatations tirées des scénarios climatiques et ces indicateurs vont de pair avec nos mesures et cibles de développement durable pour orienter l'évolution et la viabilité de la stratégie de la Société ainsi que la planification financière, la gestion des risques, l'évaluation des possibilités et la gestion de l'incertitude.

Le schéma ci-dessous présente la façon dont nous intégrons la question des changements climatiques à notre stratégie globale de gestion des risques :



### Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques

Nous surveillons et gérons activement les risques liés aux changements climatiques dans le cadre de nos processus de gestion des risques d'entreprise à l'échelle de la Société. En 2021, nous avons établi un processus officiel d'examen des risques spécifiques au moyen d'une analyse de scénarios climatiques. Tel qu'il a été mentionné, les risques et possibilités liés aux changements climatiques sont pris en compte à l'échelle du conseil, des membres de la direction, des unités fonctionnelles et des fonctions du siège social. Les unités fonctionnelles et les fonctions du siège social travaillent en étroite collaboration et fournissent des informations sur les risques et les possibilités à la direction, à l'équipe de direction et au conseil.

Les risques liés aux changements climatiques à l'échelle des actifs ou des unités fonctionnelles sont recensés grâce à notre système de gestion totale de la sécurité, à notre fonction et nos systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la communication avec nos parties prenantes, à notre surveillance attentive et à notre participation aux groupes de travail. L'ensemble des risques importants qui sont identifiés ont été ajoutés au registre des risques du cadre de gestion des risques d'entreprise de la Société et notés en fonction de leur probabilité et de leur impact. Les risques ne sont pas examinés de façon isolée, et les risques majeurs sont au centre de plans d'intervention et d'atténuation de la direction. Des informations supplémentaires figurent dans la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Nous divisons nos risques liés aux changements climatiques en deux grandes catégories selon les lignes directrices du GIFCC, soit : i) les risques liés à la transition vers une économie à faible émission de carbone, et ii) les risques liés aux impacts physiques des changements climatiques.

## Risques liés à la transition vers une économie à faible émission de carbone

Nous cherchons activement à comprendre et à gérer l'incidence des changements climatiques sur nos activités alors que le monde évolue vers une société à faible émission de carbone.

### Risques politiques et juridiques

Les modifications de la législation environnementale actuelle ont, et continueront d'avoir, des répercussions sur nos activités et notre entreprise au Canada, aux États-Unis et en Australie. Pour une évaluation plus détaillée des risques politiques et des risques liés à la réglementation, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

### Canada

Le gouvernement du Canada s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de carbone. Il vise notamment à réduire les émissions à l'échelle nationale de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, ainsi qu'à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035, et l'économie nationale, d'ici 2050. Le gouvernement prévoit utiliser plusieurs stratégies pour atteindre ses cibles d'émissions, y compris la tarification du carbone, la réglementation du rendement à l'égard des émissions, le financement de la transition énergétique du secteur industriel, une Norme sur les combustibles propres et des incitatifs pour les consommateurs.

Dans une décision rendue en 2021, la Cour suprême du Canada a confirmé que le gouvernement fédéral a l'important pouvoir d'établir des normes nationales de tarification du carbone. Nous nous attendons à ce que le gouvernement fédéral utilise son pouvoir pour aligner les systèmes provinciaux de tarification du carbone sur les cibles nationales de réduction des émissions de carbone. Les gouvernements provinciaux du Canada exercent une autorité considérable sur leur secteur de l'électricité et jouent un rôle important dans l'établissement de politiques de tarification du carbone et de normes de rendement à l'égard des émissions, et dans l'élaboration et l'exploitation de leurs propres programmes de financement et d'incitatifs. Les négociations concernant l'harmonisation des politiques de tarification du carbone, des programmes de financement et des normes réglementaires nécessiteront probablement des efforts considérables de la part des gouvernements fédéral et provinciaux et pourraient donner lieu à des tensions et à des discordances.

### Risques

- La hausse des prix du carbone et la réglementation du rendement à l'égard des émissions pourraient influencer sur le portefeuille de production de gaz naturel de TransAlta au Canada, les gouvernements mettant en place des politiques plus rigoureuses afin d'atteindre les cibles de 2030, de 2035 et de 2050.
- La hausse du financement public à l'appui de la transition énergétique du secteur industriel pourrait créer des incitatifs hors marché favorables à la production concurrente.
- Les incitatifs réglementaires, y compris les crédits visant la réduction des émissions, pourraient créer des incitatifs hors marché favorables à la production concurrente.
- Le manque de coordination fédérale-provinciale quant aux politiques et à la réglementation en matière de climat pourrait être une source d'incertitude à l'égard des investissements.

### Possibilités

- Des estimations indépendantes laissent supposer que le Canada devra au moins doubler sa production actuelle d'électricité non émettrice pour atteindre ses cibles climatiques, ce qui laisse sous-entendre un haut degré d'harmonisation des politiques avec le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta.
- Le financement octroyé par le gouvernement pour les technologies novatrices destinées à réduire les émissions du secteur de l'électricité donne à la Société la possibilité d'obtenir du soutien en matière de nouvelles technologies non rentables dans ses projets, ce qui lui permettra d'augmenter sa production ainsi que le nombre de ses installations de stockage d'énergie conformément aux cibles ESG et à ses politiques en la matière.
- Le soutien gouvernemental pour l'électrification du secteur industriel et les mandats visant la mise en place de mesures incitatives à l'intention des consommateurs pour favoriser l'électrification, notamment pour l'acquisition de véhicules électriques, feront croître la charge d'électricité au fil du temps et créeront de nouvelles possibilités de contrats de production d'énergie propre.

*Mesures prises par la direction*

- Le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta permettra de réduire l'exposition proportionnelle de la Société aux risques liés aux décisions politiques et réglementaires potentielles qui pourraient se répercuter négativement sur la production d'énergie au gaz naturel.
- Nos centrales converties du charbon au gaz naturel correspondent bien aux plans du gouvernement visant à fournir de l'électricité fiable à des prix concurrentiels aux consommateurs et au secteur.
- Nos dernières centrales au gaz naturel sont exploitées en vertu d'un contrat, réduisant ainsi l'exposition de TransAlta à l'évolution de la tarification du carbone.
- TransAlta collabore activement avec les gouvernements fédéral et provinciaux canadiens pour guider et influencer l'élaboration de politiques pour veiller à ce que son portefeuille d'actifs de production continue de servir ses clients alors que le pays entreprend une transition énergétique plus vaste.
- Nous nous employons activement, directement et par l'entremise d'associations dans le secteur, à encourager les gouvernements à uniformiser leurs programmes de financement et de crédit afin que tous les nouveaux projets puissent obtenir du financement et des incitatifs gouvernementaux de manière équitable.
- TransAlta entretient le dialogue avec tous les gouvernements canadiens pertinents afin d'encourager l'harmonisation des politiques concernant la tarification du carbone et les programmes de réglementation et de financement pour atteindre le plus haut degré de certitude possible au chapitre des investissements.

**États-Unis**

Le gouvernement des États-Unis s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de carbone. Il vise notamment à réduire les émissions à l'échelle nationale de 50 % à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, ainsi qu'à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035, et l'économie nationale, d'ici 2050. Les États-Unis n'ont pas de système national de tarification du carbone, mais offrent des incitatifs fédéraux pour la production d'énergie renouvelable, ce qui rend le cadre de politiques moins prévisible aux États-Unis que dans les autres pays où nous exerçons nos activités.

Les politiques étatiques et régionales liées au climat et au marché influent considérablement sur le rythme de la transition énergétique aux États-Unis, et de nombreux gouvernements fonctionnent selon des normes visant les sources d'énergie renouvelable et des systèmes de tarification du carbone. Tout comme au Canada, des estimations indépendantes laissent supposer que les États-Unis devront connaître une forte croissance de la production d'énergie à zéro émission pour atteindre leurs objectifs climatiques nationaux.

*Risques*

- TransAlta exploite deux centrales thermiques aux États-Unis qui pourraient être touchées par des changements aux politiques en matière de changements climatiques à court terme. Toutefois, notre exposition à ces risques politiques est faible (se reporter à la section « Mesures prises à la direction » ci-après).
- Compte tenu de l'incertitude politique globale, les projets de croissance liés aux énergies renouvelables font face à beaucoup d'incertitude relativement aux programmes incitatifs fédéraux à long terme.

*Possibilités*

- L'atteinte des objectifs climatiques des États-Unis requiert une croissance continue de la production d'électricité à zéro émission. Le plan de croissance de l'électricité propre de TransAlta est axé sur l'offre d'électricité renouvelable à ses clients sous contrat conformément aux cibles fédérales et étatiques, le cas échéant.
- Les programmes d'incitatifs fiscaux américains offrent un important soutien aux nouveaux projets d'énergie renouvelable, faisant des États-Unis un marché en croissance intéressant.

*Mesures prises par la direction*

- La seule unité alimentée au charbon de TransAlta dans l'État de Washington fait l'objet d'une entente de mise hors service avec le gouvernement de l'État qui dispense la centrale de la tarification du carbone avant la fin de sa vie utile en 2025. La centrale de cogénération Ada de TransAlta est exploitée en vertu d'un contrat qui réduit l'exposition de la Société aux risques politiques.

- Notre plan de croissance de l'électricité propre vise à construire et à acquérir des actifs visés par des contrats qui offrent une certitude à long terme relativement aux produits des activités ordinaires et qui sont admissibles aux programmes d'incitatifs du gouvernement. TransAlta évalue activement la législation fiscale et les programmes fiscaux en matière d'énergies renouvelables du gouvernement pour maximiser, dans la mesure du possible, l'accès à des incitatifs pour la mise en œuvre de projets.

## Australie

Le gouvernement de l'Australie a un objectif de réduction des émissions de carbone à l'échelle nationale de 26 % à 28 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005 et vise l'atteinte d'une économie nationale carboneutre d'ici 2050. Le gouvernement a indiqué qu'il ne prévoit pas adopter de tarification du carbone, mais qu'il a plutôt l'intention d'offrir des incitatifs en faveur de la transition énergétique. Les gouvernements des États australiens se sont tous fixé des objectifs de zéro émission nette et un certain nombre d'états ont des cibles provisoires pour 2030 et 2040. Ces politiques étatiques font croître la demande pour l'électricité à zéro émission et le stockage d'énergie.

### Risques

- Les actifs de gaz naturel australiens de TransAlta pourraient être exposés aux risques politiques relatifs aux changements apportés aux politiques gouvernementales, mais demeurent en bonne position pour atténuer ces risques (se reporter à la section «Mesures prises par la direction» ci-après).

### Possibilités

- Notre plan de croissance de l'électricité propre vise à construire de nouveaux actifs de production d'énergie propre en Australie et dans d'autres marchés. Les politiques et les programmes de financement du gouvernement sont généralement favorables aux types de projets envisagés dans la stratégie de TransAlta.

### Mesures prises par la direction

- Les actifs de TransAlta font principalement l'objet de contrats et desservent des charges industrielles éloignées. Par conséquent, la Société est exposée à des risques politiques moindres.

## Risques liés à la technologie

Les changements liés à la technologie qui appuient la transition vers une économie à faible émission de carbone présentent à la fois des risques et des possibilités pour TransAlta. Nous évaluons les répercussions existantes et émergentes de la technologie à l'aide de notre équipe axée sur les technologies et de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Les risques et possibilités liés à la technologie comprennent notamment les modifications des infrastructures (telles que la transition vers la production d'énergie décentralisée et l'abandon des infrastructures et des projets de production d'électricité à grande échelle) et la numérisation combinées à une adoption plus répandue de mesures d'efficacité énergétique (réduction de l'utilisation de notre produit final). Le stockage à batteries à des prix concurrentiels favorisera une plus grande adoption des énergies renouvelables et le passage à un modèle de production d'énergie décentralisée. Nous continuerons à évaluer le stockage à batteries pour son aspect économique, tout en surveillant l'incidence éventuelle de la technologie du stockage à batteries sur la production d'électricité au gaz naturel. En 2020, nous avons achevé notre premier projet de stockage à batteries (10 MW) dans l'un de nos parcs éoliens du sud de l'Alberta. En 2021, nous avons convenu de fournir de l'électricité au moyen d'un système hybride d'énergie solaire et de stockage à batteries (48 MW) en Australie-Occidentale. Nous continuons d'étudier la possibilité du stockage à batteries sur nos autres sites. Nos équipes adoptent continuellement une technologie améliorée dans chacun de nos nouveaux projets, ce qui nous permet de protéger notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable.

Nous sommes bien placés pour tirer parti des possibilités technologiques liées au stockage d'énergie au moyen de l'hydroélectricité ou de batteries. Nous sommes également bien positionnés pour profiter des avancées technologiques en matière d'énergie renouvelable à mesure que nous construisons de nouvelles centrales. Nous nous efforçons d'accélérer la mise en œuvre de notre stratégie de croissance liée aux énergies renouvelables grâce à des investissements

de 3 milliards de dollars et à une croissance planifiée de 2 GW d'ici 2025. Nous continuerons de surveiller les nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et les CUSC en vue d'un déploiement futur. Se reporter à la rubrique «Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la technologie et l'innovation.

### Risques liés au marché

Nos principaux risques liés au marché sont associés à nos actifs de charbon et de gaz naturel. L'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel en raison, notamment, de l'évolution de la tarification du carbone pourrait avoir une incidence sur nos coûts d'exploitation. Nous surveillons activement les risques de marché à l'aide de nos équipes axées sur la commercialisation de l'énergie et l'optimisation des actifs et dans le cadre de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Nous gérons les risques liés au marché auxquels sont exposés nos actifs alimentés au charbon en les convertissant au gaz naturel et prévoyons l'abandon complet du charbon d'ici 2025. En outre, les fonctions du siège social établissent des tarifs au titre du carbone pour chaque région. Les tarifs actuels et prévus sont utilisés comme mécanisme pour gérer les risques futurs liés aux incertitudes du marché du carbone. Pour gérer simultanément nos risques et tirer parti des possibilités du marché, nous continuons d'exploiter nos centrales hydroélectriques, parcs éoliens et installations solaires, et nous investissons en vue d'élargir notre portefeuille d'énergie renouvelable.

Nous comptons actuellement plus de 20 projets d'énergie renouvelable en construction ou à l'étape de l'élaboration. Nous sommes engagés à faire croître notre portefeuille d'actifs d'énergie propre et, depuis 2019, nous avons ajouté plus de 400 MW de capacité d'énergie renouvelable et de stockage, y compris le stockage à batteries à grande échelle. En 2021, nous avons abandonné ou converti une capacité de production au charbon de 2 260 MW. En outre, nous avons mis en place des portefeuilles d'énergie éolienne et solaire d'environ 3 GW et formé des équipes axées sur la croissance des énergies propres au Canada, aux États-Unis et en Australie. Notre portefeuille d'énergies renouvelables rend l'ensemble de nos activités plus résilientes aux risques liés aux changements climatiques, offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce à des attributs environnementaux. Enfin, nous reconnaissons qu'il y a lieu d'accroître nos services auxiliaires, comme le soutien du réseau, en vue de fournir de la flexibilité pour la décarbonation du réseau.

### Risques liés à la réputation

Les incidences négatives sur notre réputation, y compris la perte de produits des activités ordinaires et la diminution de la clientèle, sont évaluées dans le cadre de notre processus de gestion des risques d'entreprise. Par le passé, notre réputation a subi des incidences négatives en raison de nos activités de combustion du charbon, notamment des répercussions négatives sur le cours de nos actions ordinaires. Notre abandon progressif du charbon atténue ces risques liés à la réputation. Pour suivre les tendances de consommation qui évoluent en faveur de l'électricité renouvelable et propre, nous investissons dans une gamme diversifiée d'actifs de production d'énergie renouvelable et optimisons notre portefeuille de centrales alimentées au gaz. Nous continuons de surveiller et de gérer activement les risques liés à la réputation en fournissant des solutions d'énergie renouvelable tout en maintenant des prix concurrentiels et en faisant preuve de fiabilité.

### Risques liés aux impacts physiques des changements climatiques

À mesure que nous en apprenons davantage sur les risques matériels associés aux changements climatiques, nous poursuivons l'examen des risques élevés et chroniques, qui pourraient avoir un impact important sur nos activités.

### Risques matériels élevés

Nous détenons des actifs d'exploitation dans trois pays et dans différentes régions, et bon nombre d'entre eux pourraient être touchés par des événements météorologiques extrêmes. Nous évaluons donc continuellement l'incidence potentielle de changements climatiques marqués sur nos activités. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités sont exposés à des interruptions potentielles ou à des pertes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les feux de forêt, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre, les tornades et les cyclones). Un événement marquant attribuable aux changements climatiques pourrait nous empêcher de produire et de vendre de l'électricité pendant une période prolongée. Par conséquent, nous nous efforçons d'atténuer les effets futurs grâce à des solutions d'adaptation aux changements climatiques.

Par exemple, notre centrale alimentée au gaz de South Hedland, en Australie, a été construite en prévision de l'adaptation au climat. Nous avons conçu la centrale pour qu'elle résiste aux cyclones de catégorie 5 (la catégorie de cyclone la plus élevée). Nous avons atténué le risque d'inondation de la centrale en la construisant au-dessus du niveau normal d'inondation observé dans la région. En 2019, un cyclone de catégorie 4 a frappé cette centrale, mais les activités n'ont pas été touchées. Nous avons pu continuer à produire de l'électricité pendant la tempête, malgré les inondations généralisées et la fermeture du port voisin. Se reporter à «Conditions météorologiques» sous la rubrique «Pratiques progressistes de gérance environnementale» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les risques liés aux conditions météorologiques.

### Risques matériels chroniques

Nous enquêtons constamment sur les impacts physiques des changements climatiques chroniques sur nos actifs d'exploitation et nous efforçons d'intégrer la modélisation climatique dans notre planification à long terme. Par exemple, les fluctuations des débits d'eau ou des configurations des vents pourraient influencer sur nos activités de production d'énergie hydroélectrique et d'énergie éolienne et sur les produits des activités ordinaires connexes.

## Changements climatiques : mesures et cibles

### Mesures et cibles

Pour TransAlta, la gestion et la performance en matière de changements climatiques sont une priorité absolue. Nous fixons nos objectifs et cibles en nous appuyant sur les ODD des Nations Unies et sur le référentiel Future Fit Business. Nos cibles de développement durable soutiennent le succès à long terme de notre entreprise. Au fil du temps, nous nous sommes distingués par des mesures qui témoignent de notre leadership en matière de changements climatiques, notamment en réduisant nos émissions annuelles de plus de 19 millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> depuis 2015. Nous nous engageons à faire évoluer notre processus exemplaire de mise en place d'objectifs de développement durable, à veiller à ce que nos objectifs soient pertinents et ambitieux, et à garantir la compétitivité de TransAlta, aujourd'hui et dans l'avenir.

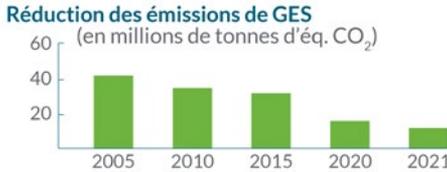
Les objectifs suivants définissent la voie à suivre pour devenir un chef de file en matière d'énergie propre, abordable et fiable. Nous établissons des objectifs et des cibles visant à gérer les enjeux clés ou émergents liés au développement durable et à améliorer notre performance à ce chapitre. Nous continuerons à faire évoluer et à adapter nos objectifs de manière à nous concentrer sur les principaux problèmes anticipés liés au climat.

Les progrès accomplis dans l'atteinte de nos cibles en matière de climat sont présentés ci-dessous :

### Croissance de l'énergie propre

<b>Cible</b>	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients pour favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone	Fin de la production au charbon et capacité de production nette détenue provenant entièrement des énergies renouvelables et du gaz naturel												
<b>Exercice</b>	2021	2025												
<b>Progrès (taux d'atteinte de la cible)</b>	<p><b>Croissance des énergies renouvelables</b> (capacité nette en MW)</p> <table border="1"> <caption>Croissance des énergies renouvelables (capacité nette en MW)</caption> <thead> <tr> <th>Année</th> <th>Capacité nette (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2005</td> <td>~1000</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>~2000</td> </tr> <tr> <td>2015</td> <td>~2300</td> </tr> <tr> <td>2019</td> <td>~2400</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>~2500</td> </tr> </tbody> </table>	Année	Capacité nette (MW)	2005	~1000	2010	~2000	2015	~2300	2019	~2400	2021	~2500	<p>Décembre 2021 90 %</p>
Année	Capacité nette (MW)													
2005	~1000													
2010	~2000													
2015	~2300													
2019	~2400													
2021	~2500													
<b>Remarques</b>	<p>En 2020, nous avons mis au point WindCharger, le premier projet de stockage à batteries du genre; en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. En 2021, nous avons également conclu des CAÉ à long terme pour la livraison de 100 MW de notre projet éolien Garden Plain en Alberta et de la totalité des 300 MW de nos projets éoliens White Rock East et White Rock West en Oklahoma.</p>	<p>L'un de nos principaux objectifs stratégiques était de cesser d'utiliser le charbon au Canada avant la fin de 2021 et de mettre hors service l'unité américaine restante d'ici 2025. En 2021, nous avons achevé l'élimination complète du charbon au Canada. Ainsi, les centrales thermiques de TransAlta en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel. La mine de charbon de Highvale a été fermée. Aux États-Unis, l'unité 1 de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020 et l'unité restante devrait être mise hors service le 31 décembre 2025. Jusqu'à présent, nous avons mis hors service ou converti 90 % de nos centrales existantes alimentées au charbon et nous mettrons hors service les 10 % restants d'ici 2025.</p>												
<b>Rapprochement avec les ODD des Nations Unies</b>	Objectif 7.2 : «D'ici 2030, augmenter substantiellement la part des énergies renouvelables dans la combinaison énergétique mondiale.»	Objectif 7.1 : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»												

## Réduction des émissions

<b>Cible</b>	D'ici 2026, réduire de 75 % les émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015.	Atteinte de la carboneutralité
<b>Exercice</b>	2026	2050
<b>Progrès (taux d'atteinte de la cible)</b>	 <p>Décembre 2021 61%</p>	<p><b>Réduction des émissions de GES</b> (en millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>)</p> 
<b>Remarques</b>	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 75 % nos émissions de GES d'ici 2026. Nous estimons que cette cible est conforme à l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et, en 2021, nous nous sommes engagés à établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques dans le cadre de l'initiative Science Based Targets. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions annuelles de GES d'environ 19,7 millions de tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> , soit approximativement 61 %. En 2021, nous avons réduit les émissions d'environ 3,9 millions de tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> par rapport aux niveaux de 2020.	En 2021, nous avons adopté un objectif d'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Nous estimons que la carboneutralité offre une certaine flexibilité alors que nous élaborons notre stratégie pour les décennies à venir, et nous croyons que notre stratégie en matière d'électricité propre nous place en bonne position pour nous permettre d'atteindre cet objectif.
<b>Rapprochement avec les ODD de développement durable des Nations Unies</b>	Objectif 13.2 : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»	Objectif 13.2 : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»

## Informations sur les émissions de GES

Nos émissions de GES sont calculées selon des méthodes différentes en fonction des technologies disponibles dans nos installations. Les données sur les émissions ont été alignées sur la méthodologie «Définition des périmètres organisationnels: contrôle opérationnel» énoncée dans le Protocole des GES: norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise mise au point par le World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development. Nous fournissons l'information sur les émissions sur la base du contrôle opérationnel, et par conséquent, nous indiquons la totalité des émissions des installations que nous exploitons.

Selon le Protocole des gaz à effet de serre, les émissions de GES d'une société sont réparties entre trois portées. Les émissions de portée 1 sont des émissions directes qui émanent de sources que la Société possède ou contrôle. Les émissions de portée 2 sont des émissions indirectes découlant de la production d'énergie achetée. Les émissions de portée 3 sont toutes des émissions indirectes (non comprises dans les émissions de portée 1 ou 2) qui sont liées à la chaîne de valeur de la société déclarante, y compris les émissions en aval et en amont.

Nous réalisons l'inventaire des GES de la Société en utilisant les calculs de GES de nos secteurs d'activité. Par conséquent, les facteurs d'émission et le potentiel de réchauffement planétaire utilisés dans nos calculs de GES peuvent varier en raison de différences dans les directives de conformité régionales. Le Clean Energy Regulator d'Australie a modifié le potentiel de réchauffement planétaire en août 2020. Ainsi, le potentiel de réchauffement planétaire utilisé dans nos calculs de GES relatifs à nos actifs australiens diffère de celui utilisé pour le reste de nos installations. L'application du potentiel de réchauffement planétaire harmonisé à l'ensemble de nos installations entraînerait une variation mineure dans le calcul de nos totaux globaux de GES.

Nos données sur les GES pour 2021 sont communiquées à divers organismes de réglementation tout au long de l'année à des fins de conformité régionale si bien qu'elles peuvent faire l'objet de révisions mineures au fur et à mesure que nous les examinons et en faisons rapport. Toute révision des données historiques est saisie et signalée dans la communication de l'information future. Conformément au protocole de Kyoto, les GES visés comprennent le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, l'hexafluorure de soufre, le trifluorure d'azote, les hydrofluorocarbures et les perfluorocarbures. Notre exposition est limitée au dioxyde de carbone, au méthane, à l'oxyde d'azote et à une petite quantité d'hexafluorure de soufre. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives résulte d'émissions de dioxyde de carbone émanant de la combustion stationnaire de charbon et de gaz naturel.

Les tableaux suivants présentent nos émissions de GES ventilées par portée, secteur d'activité et par pays, en millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>. Certains totaux ne correspondent pas à la somme indiquée, les émissions présentées ayant été arrondies. Les zéros (0,0) indiquent des valeurs tronquées.

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Portée 1	12,4	16,3	20,5
Portée 2	0,1	0,1	0,1
<b>Total des émissions de GES</b>	<b>12,5</b>	<b>16,4</b>	<b>20,6</b>

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz	6,5	7,7	9,3
Transition énergétique	6,0	8,6	11,3
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
<b>Total des émissions de GES</b>	<b>12,5</b>	<b>16,4</b>	<b>20,6</b>

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Australie	1,0	1,1	1,1
Canada	7,9	9,4	11,6
États-Unis	3,6	5,9	8,0
<b>Total des émissions de GES</b>	<b>12,5</b>	<b>16,4</b>	<b>20,6</b>

En 2021, nos émissions de GES (de portée 1 et 2), produites dans le cours normal des activités d'exploitation, ont été estimées à 12,5 millions de tonnes, ce qui représente une réduction d'environ 24 %, ou 3,9 millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>, par rapport à 2020. La réduction des émissions de GES est principalement attribuable aux arrêts de production pendant les conversions du charbon au gaz et à la mise hors service des unités alimentées au charbon. Comme nous vendons des attributs environnementaux générés par nos centrales d'énergie renouvelable, nous ne soustrayons pas ce montant de nos émissions totales, mais il convient de noter que les clients de TransAlta déclarent des réductions des émissions de GES grâce à nos actifs, à nos projets et à nos activités d'exploitation liés aux énergies renouvelables.

Les émissions de GES sont vérifiées à un niveau d'assurance raisonnable dans les endroits où nous exerçons nos activités dans un cadre réglementaire sur le carbone. Toute révision des données historiques sur les GES sera saisie et signalée dans la communication de l'information future. La plus grande partie de nos émissions de GES résulte d'émissions de dioxyde de carbone émanant de la combustion stationnaire de charbon et de gaz naturel.

Voici les faits saillants des réductions des émissions de GES de portée 1 et 2 depuis 2015 et de nos émissions cibles pour 2026 (selon notre objectif en matière de GES). Les émissions de GES réelles de la Société en 2026 varieront par rapport à celles présentées ci-dessous en fonction, entre autres, de la croissance de la Société, y compris de son activité de production sur place.

Exercices clos les 31 décembre	2026 (prévisions)	2021	2015
<b>Total des émissions de GES (en millions de tonnes éq. CO<sub>2</sub>)</b>	<b>8,1</b>	<b>12,5</b>	<b>32,2</b>

Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2021 sont de l'ordre de quatre millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation.

Le tableau ci-dessous présente le rapprochement de nos informations sur la gestion du changement climatique avec les recommandations du GIFCC.

Informations à fournir recommandées	Emplacement dans le document
<b>Gouvernance</b>	
Description de la surveillance exercée par le conseil sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques	Surveillance exercée par le conseil d'administration
Description du rôle de la direction dans l'évaluation et la gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques	Rôle de la haute direction
<b>Stratégie</b>	
Description des risques et des possibilités liés aux changements climatiques que l'entreprise a recensés à court, moyen et long terme	Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
Description de l'incidence des risques et des possibilités liés aux changements climatiques sur les activités, la stratégie et la planification financière de l'entreprise	Stratégie en matière de changements climatiques – Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
Description de la viabilité de la stratégie de l'entreprise, compte tenu de différents scénarios liés au climat, y compris un scénario prévoyant une variation de 2 °C ou moins	Scénarios climatiques – Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
<b>Gestion du risque</b>	
Description des processus de l'entreprise pour recenser et évaluer les risques liés aux changements climatiques	Stratégie en matière de changements climatiques
Description des processus de l'entreprise pour gérer les risques liés aux changements climatiques	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
Description de la manière dont les processus permettant de recenser, d'évaluer et de gérer les risques liés aux changements climatiques sont intégrés dans la gestion globale des risques de l'entreprise	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
<b>Mesures et cibles</b>	
Présentation des données utilisées par l'entreprise pour évaluer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques, conformément à sa stratégie et à son processus de gestion des risques	Changements climatiques : mesures et cibles
Présentation des émissions de gaz à effet de serre (GES) de portée 1, de portée 2 et, le cas échéant, de portée 3, ainsi que les risques qui y sont associés	Changements climatiques : mesures et cibles
Description des cibles utilisées par l'entreprise pour gérer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques, et des résultats obtenus par rapport aux cibles	Changements climatiques : mesures et cibles

## Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives

Nous efforçons de créer une valeur partagée pour nos parties prenantes par la création de valeur sociale et sociétale chez TransAlta. Les répercussions les plus importantes sur notre rendement social et sociétal sont la promotion de relations positives avec nos voisins autochtones, les collectivités, les parties prenantes, les gouvernements, l'industrie et les propriétaires fonciers dans les régions où nous exerçons nos activités, ainsi que la santé et la sécurité du public. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital d'ordre social, sociétal et intellectuel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

### Droits de la personne

TransAlta s'engage à respecter les normes du travail reconnues à l'échelle nationale et internationale et soutient la protection des droits de la personne de tous ses employés, entrepreneurs, fournisseurs, partenaires, partenaires autochtones et autres parties prenantes. Nous nous conformons à la législation sur les droits de la personne et sur l'esclavage moderne au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous avons une politique de tolérance zéro envers toute forme de discrimination fondée sur l'âge, une invalidité, le genre, la race, la religion, la couleur, l'origine nationale, l'appartenance politique ou le statut de vétéran ou tout autre motif de distinction illicite, tel qu'il est défini dans la législation sur les droits de la personne dans les territoires dans lesquels nous exerçons nos activités. Nous offrons l'égalité des chances entre les femmes et les hommes et assurons le respect de la liberté d'association ainsi que le droit de former des syndicats et de négocier collectivement. Nous ne procédons pas à des évaluations fonctionnelles des droits de la personne ni à des études d'impact, mais nous avons mis en place des pratiques de gouvernance à l'égard de la protection des droits de la personne.

Notre politique relative aux droits de la personne et à la discrimination reflète notre engagement à respecter les droits de la personne dans nos activités et notre chaîne d'approvisionnement et vise à nous assurer que les politiques et les pratiques appliquées à l'égard de notre personnel dans l'ensemble de nos activités à l'échelle mondiale respectent les droits fondamentaux. Le code de conduite de la Société décrit les comportements qui sont attendus de tous les employés. Nous nous engageons à créer un environnement de travail dans lequel tous les travailleurs se sentent en sécurité et sont valorisés pour la diversité qu'ils apportent à la Société. En 2021, nous avons mis sur pied une formation sur le code de conduite que les employés doivent obligatoirement suivre avant de signer le code de conduite. Le taux d'achèvement de la formation a été de 100 %. Nous avons également adopté un code de conduite à l'intention des fournisseurs qui définit les principes et les normes que doivent respecter les fournisseurs ainsi que leurs employés et entrepreneurs lorsqu'ils fournissent des biens ou des services à TransAlta.

Notre politique de dénonciation établit un mécanisme afin que nos employés, nos membres de la direction, nos administrateurs et nos entrepreneurs puissent dénoncer, entre autres, toute violation réelle ou soupçonnée de nature éthique ou juridique. Le cas échéant, nous nous efforcerions de contrer rapidement les répercussions et d'établir un plan de mesures correctives en collaboration avec les personnes et les parties prenantes concernées.

En Australie, produisons des déclarations en vertu de la *Modern Slavery Act* de l'Australie. Ces déclarations relatives à l'esclavage moderne sont un exemple des mesures que nous prenons pour évaluer et atténuer les risques liés à l'esclavage moderne dans nos activités et notre chaîne d'approvisionnement. Ces déclarations annuelles sont approuvées par notre conseil d'administration et sont accessibles au public.

### Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Chez TransAlta, nous valorisons nos relations et nos partenariats avec nos voisins autochtones, et nous respectons les normes les plus élevées dans nos relations avec les peuples autochtones. Nos valeurs fondamentales – la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité – incarnent notre façon d'exercer nos activités et de nous engager auprès des peuples autochtones. Notre engagement à l'égard des relations avec les Autochtones est dirigé par une équipe interne centralisée qui mise sur une approche axée les relations, qui fait intervenir des employés dans chaque centrale et chaque unité fonctionnelle. Ces employés et ces équipes nouent des liens avec les collectivités autochtones voisines et cherchent à établir des relations fondées sur le respect et la confiance afin d'aider TransAlta à améliorer continuellement ses pratiques commerciales.

Notre politique en matière de relations avec les Autochtones est axée sur quatre piliers : l'engagement communautaire et la consultation, le développement commercial, l'investissement dans les collectivités et l'emploi. Nous veillons à ce que les principes d'engagement de TransAlta soient respectés et que la Société respecte ses engagements envers les collectivités autochtones. Des efforts sont déployés pour tisser et maintenir des relations solides et établir des voies de communication efficaces qui nous permettent de partager de l'information sur les activités de TransAlta et ses initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets, et de comprendre les priorités et intérêts des collectivités afin de mieux répondre aux préoccupations et saisir les possibilités.

Les formes d'engagement sont les suivantes :

- Établissement de relations grâce à des communications régulières et des réunions avec des représentants de différents échelons au sein des collectivités et des organisations autochtones
- Organisation d'activités entre la Société et la collectivité en vue de favoriser le partage d'informations commerciales et d'enseignements culturels
- Maintien de communications harmonieuses avec chaque collectivité en suivant les protocoles et procédures communautaires appropriés
- Participation aux événements communautaires tels que les pow-wow et les cérémonies traditionnelles
- Octroi de commandites en argent et en nature pour des initiatives communautaires

TransAlta s'engage de façon proactive en établissant la communication dès le début de la mise en valeur du projet, afin de pouvoir cerner les préoccupations et y répondre, et de réduire ainsi au minimum les retards éventuels. Nous nous efforçons d'entretenir les relations d'un bout à l'autre de nos activités : lors de la mise en valeur et de la construction du projet et de son exploitation, jusqu'au démantèlement. Nous travaillons avec les collectivités pour établir des relations fondées sur une communication continue et un respect mutuel. Ces principes sont reconnus dans notre politique en matière de relations avec les Autochtones, qui a récemment été mise à jour afin de refléter notre reconnaissance et notre compréhension de l'intention des recommandations de la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*. De plus, TransAlta est membre du Conseil canadien pour l'entreprise autochtone («CCEA») et a obtenu la certification Bronze dans le cadre du programme Relations Progressistes avec les Autochtones du CCEA.

### Participation à des cérémonies autochtones

En 2021, TransAlta a eu l'honneur de participer à trois cérémonies en compagnie d'Aînés et d'autres représentants de collectivités autochtones au Canada : une cérémonie de l'eau au sein de la Première Nation Aamjiwnaang; une cérémonie de l'eau au sein de la Première Nation de Wesley des Nations Stoney Nakoda Sioux; et une cérémonie traditionnelle en compagnie d'un Aîné de la Première Nation Paul à l'occasion de la plantation d'un arbre à la mine de Highvale.

### Soutien à la jeunesse, à l'éducation et à l'emploi autochtones

TransAlta reconnaît l'importance d'investir dans les étudiants autochtones, et son appui financier les aide à terminer leurs études, à devenir autosuffisants et à devenir les futurs leaders de leur collectivité. Nous désirons aider les jeunes étudiants autochtones à atteindre leur plein potentiel et à réaliser leurs rêves. Nous croyons également qu'apporter une aide aux élèves des écoles primaires autochtones peut faire naître chez eux une passion pour l'apprentissage permanent.

En 2021, TransAlta a offert plus de 375 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones, soit 13 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités. Notre soutien se traduit notamment par ce qui suit :

- **Mother Earth's Children's Charter School («MECCS»)** – Située sur le territoire du traité n° 6, en Alberta, la MECCS offre des cours de la maternelle à la 9<sup>e</sup> année et est citée comme la première et la seule école à charte pour enfants autochtones au Canada. La population étudiante est diversifiée et comprend des Métis, des Cris, des Nakota Sioux et des Stoney. Des bénévoles de TransAlta se rendent à l'école pour livrer des cadeaux de Noël, ce qui donne à nos employés et aux élèves l'occasion de faire connaissance. En raison de la pandémie de COVID-19, cette tradition a été menée à distance. En 2021, plus de 200 cadeaux de Noël ont été achetés pour les élèves des écoles Mother Earth's Children's Charter School et Wihnemne School de la Première Nation Paul.

- **Spirit North** – TransAlta est fière de soutenir Spirit North, un organisme de bienfaisance national qui offre des activités liées à la terre pour améliorer la santé et le bien-être des jeunes Autochtones. Grâce au pouvoir transformateur du sport et du jeu, les jeunes Autochtones font d'importants apprentissages, découvrent un potentiel jusque-là inconnu et se forment la confiance et le courage nécessaires pour surmonter les difficultés qui se présentent souvent à eux.
- **Programme du Southern Alberta Institute of Technology visant à remédier aux lacunes** – Ce programme fournit un soutien financier essentiel aux futurs étudiants autochtones qui ont besoin de suivre des cours de rattrapage pour être admissibles à un programme dans un métier spécialisé là où il existe un manque quant au financement disponible.
- **Banff Centre for Arts and Creativity** – Au cours de l'exercice, TransAlta a poursuivi son partenariat avec le Banff Centre à l'appui d'une bourse d'études destinée aux membres de la collectivité autochtone afin de leur permettre de participer à une formation sur le leadership.
- **Books In Homes** – Un financement est offert pour soutenir un programme d'alphabétisation destiné aux enfants des membres de la Tjiwarl Aboriginal Corporation en Australie-Occidentale.
- **Mount Royal University Foundation** – La Société a poursuivi son partenariat avec la Mount Royal University Foundation afin de contribuer au programme Logement pour Autochtones, qui fournit un tipi familial à l'extérieur conçu pour les étudiants autochtones et soutenant la programmation culturelle autochtone.
- **Indspire** – TransAlta a poursuivi son soutien à l'égard d'Indspire, un organisme de bienfaisance autochtone enregistré au pays. Dans le cadre du programme de cet organisme, 14 bourses de 3 000 \$ chacune ont été décernées aux bénéficiaires issus des collectivités suivantes : la Première Nation Blood (Kanai), la Nation crie Ermineskin, la Nation crie d'Enoch, la Première Nation Montana, la Première Nation Simpcw et la Première Nation Squamish.
- **Diamond Willow Youth Lodge** – En partenariat avec l'organisme Centraide de la région de Calgary, nous avons offert du financement destiné au Diamond Willow Youth Lodge, un endroit sécuritaire où les jeunes Autochtones de Calgary peuvent créer des liens avec leurs pairs et participer à divers programmes visant à promouvoir la santé et le bien-être, l'éducation et la préparation à l'emploi.

### Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte aux employés de TransAlta

En 2021, nous avons adopté une nouvelle cible de développement durable selon laquelle tous les employés doivent suivre une formation de sensibilisation à la culture autochtone avant la fin de 2023. Nous sommes convaincus que l'éducation est un facteur essentiel permettant de garantir des relations respectueuses et solides avec les peuples autochtones dans l'avenir.

En 2021, outre notre engagement à l'égard de la formation, notre équipe responsable des relations avec les Autochtones a mené trois initiatives de sensibilisation à l'échelle de la Société pour marquer la Semaine nationale de réconciliation en Australie, et le Mois national de l'histoire autochtone et la Journée nationale des peuples autochtones au Canada.

Le 30 septembre 2021 avait lieu la première Journée nationale de la vérité et de la réconciliation, un jour férié fédéral au Canada, que TransAlta a décidé d'ajouter à ses jours fériés. Pour les Canadiens, il s'agit d'une journée importante qui leur permet de marquer une pause et de réfléchir afin de mieux comprendre la question des pensionnats autochtones au Canada. Ce moment est aussi une occasion de penser à ce que chacun peut faire pour contribuer au processus de réconciliation en cours avec les peuples autochtones. Suivant l'annonce de la découverte de tombes non marquées d'enfants autochtones sur des sites de pensionnats en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, TransAlta a mis ses drapeaux en berne sur ses établissements canadiens pendant une heure pour chaque tombe découverte. L'équipe de direction de TransAlta a organisé une assemblée générale en ligne à l'occasion de la Journée nationale de la vérité et de la réconciliation.

## Relations avec les parties prenantes

Favoriser des relations positives avec ses parties prenantes est important pour TransAlta. Inspirés par nos valeurs fondamentales, nous estimons que la transparence envers nos parties prenantes est un élément essentiel de nos relations. Nous adoptons une approche proactive pour établir des relations et comprendre les incidences que notre entreprise et nos activités peuvent avoir sur les acteurs locaux.

### Parties prenantes de TransAlta

Afin d'agir dans l'intérêt supérieur de la Société et d'optimiser l'équilibre entre la valeur financière, environnementale et sociale pour nos parties prenantes et TransAlta, nous cherchons à :

- renforcer les relations en nous entretenant régulièrement avec les parties prenantes au sujet de nos activités, de nos perspectives de croissance et de nos développements futurs;
- prendre en compte la rétroaction et apporter des modifications à la conception et aux plans des projets afin de résoudre ou de tenir compte des préoccupations exprimées par nos parties prenantes;
- répondre en temps opportun et de manière professionnelle aux demandes et aux préoccupations des parties prenantes et travailler avec diligence pour résoudre les problèmes ou les plaintes.

Nos parties prenantes sont identifiées grâce à des exercices de cartographie des parties prenantes menés pour chaque centrale et pour la mise en valeur ou l'acquisition de projets potentiels. Au fil de décennies à établir des relations avec les parties prenantes dans les régions où se trouvent nos centrales, nous avons approfondi notre connaissance de ces parties prenantes et avons acquis une meilleure compréhension de leurs problèmes et de leurs préoccupations.

Nos parties prenantes sont répertoriées dans le tableau suivant.

#### Parties prenantes de TransAlta

Organisations non gouvernementales (ONG)	Organisations et associations communautaires	Liens avec les exploitants de réseaux de transport
Organismes de réglementation	Organisations industrielles	Collectivités
Organismes de bienfaisance / sans but lucratif	Organisations de normalisation	Retraités
Tous les ordres de gouvernement	Médias	Résidents / propriétaires fonciers
Fournisseurs	Partenaires commerciaux	Organisations d'investisseurs
Entrepreneurs	Syndicats / organisations ouvrières	Institutions financières
Organismes publics	Industrie et associations forestières	Détenteurs de droits miniers
Exploitants de réseaux	Industrie et associations pétrolières et gazières	Propriétaires de chemins de fer
Clients	Groupes de réflexion	Propriétaires d'entreprises de services publics
Municipalités	Universitaires	Employés

## Engagement des parties prenantes

Afin de mener nos activités avec succès, nous maintenons des canaux de communication ouverts avec nos parties prenantes. Nous nous engageons à trouver une solution de façon rapide et professionnelle en dialoguant avec elles. Nos pratiques en matière d'engagement des parties prenantes sont fondées sur les exigences réglementaires, les meilleures pratiques du secteur, les normes internationales et les politiques établies par la Société. Nous travaillons en interne et avec les parties prenantes pour trouver et atténuer les problèmes ultérieurs.

Le tableau qui suit présente des exemples de nos méthodes d'engagement.

Information et communication	Dialogue et consultation	Établissement de relations
Journées portes ouvertes, assemblées générales et séances d'information publique	Rencontres en personne avec des collectivités et groupes locaux	Organismes consultatifs communautaires
Bulletins, entretiens téléphoniques, courriels et lettres	Rencontres avec les différentes parties prenantes (par exemple, des propriétaires fonciers et des résidents)	Accords de capacité
Sites Web	Séances avec un public ciblé	Commandites et dons
Publications dans les médias sociaux	Visites de nos centrales et sites	Organisation d'événements et participation à des événements

Un élément clé de notre travail consiste à soutenir la croissance par un engagement proactif avec les parties prenantes dans les régions où nous sommes présents au Canada, aux États-Unis et en Australie afin de créer et d'entretenir des relations, d'évaluer les besoins et la pertinence et de trouver de nouvelles occasions collaboratives et durables. Cela permet de cerner les préoccupations des parties prenantes et d'y répondre dès le début du processus de développement, ce qui réduit au minimum les retards dans les projets. Nous menons des consultations principalement aux étapes de mise en valeur et de construction des projets et maintenons une communication engagée pendant toute la durée des activités, jusqu'au démantèlement. En 2021, l'engagement des parties prenantes a été mis de l'avant notamment dans le projet de stockage d'énergie à batteries WaterCharger, la fermeture de la mine de Highvale, l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la conversion du charbon au gaz de nos centrales en Alberta, et les systèmes de détection du bruit et systèmes lumineux de détection des aéronefs au parc éolien d'Antrim, au New Hampshire.

## Clients

TransAlta fournit à ses clients industriels et commerciaux de l'électricité et des services énergétiques dans l'ensemble de ses installations au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous misons sur une croissance axée sur des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client afin d'offrir à ce dernier des services fiables et de grande qualité en vue d'un avenir à faible émission de carbone. En tant que l'un des plus grands producteurs d'électricité au Canada, nous pouvons compter sur une équipe qui offre aux entreprises :

- Des solutions de développement durable dès l'étape de conception
- Des solutions de gestion de la consommation et du coût de l'énergie
- L'atténuation de l'exposition aux risques de cours de marché et aux volumes
- Le suivi des changements de conception des marchés, des signaux de prix et des mesures incitatives disponibles pertinentes

L'équipe des solutions clients de TransAlta a conservé un important portefeuille de clients en Alberta dans un vaste éventail de secteurs, notamment le secteur de l'immobilier commercial, les services municipaux, et les secteurs manufacturier, industriel, hôtelier, financier, pétrolier et gazier.

Dans l'ensemble de l'entreprise au Canada, aux États-Unis et en Australie, nous assurons la production sur place pour de grands clients industriels et du secteur minier. Nous devons donc être continuellement en communication avec ceux-ci afin de garantir que les besoins actuels en électricité sont satisfaits de manière sûre, fiable et rentable, tout en tirant parti de la réduction des émissions de GES.

Nous continuons de mettre en valeur des centrales d'énergie renouvelable pour aider nos clients à atteindre leurs objectifs et cibles de développement durable, comme l'objectif d'une énergie 100 % renouvelable ou l'atteinte d'objectifs de réduction des GES. La production à partir d'énergies renouvelables en 2021 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,6 millions de tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> pour nos clients.

En 2021, nos projets d'énergie renouvelable comprenaient le projet de parc éolien Garden Plain en Alberta, d'une capacité de 130 MW et visé par un CAÉ avec Pembina; les projets de parcs éoliens White Rock en Oklahoma, d'une capacité de 300 MW et visés par un CAÉ avec un seul acheteur; et le projet d'énergie solaire avec système de stockage à batteries dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale, d'une capacité de 48 MW et visé par un CAÉ avec BHP.

Se reporter à «Technologies appliquées» sous la rubrique «Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la façon dont nous appuyons les objectifs de développement durable de nos clients.

### Abordabilité de l'énergie

La priorité de TransAlta est d'aider les clients commerciaux et industriels dans leur gestion du coût de l'énergie. TransAlta dispose d'une gamme complète de stratégies d'approvisionnement et de produits assortis de diverses modalités qui visent à aider les clients à comprendre et à réduire leurs coûts énergétiques.

Pour les clients qui souhaitent conclure un engagement à long terme afin d'obtenir des coûts prévisibles, TransAlta possède l'expérience nécessaire au développement de centrales d'énergie renouvelable, de systèmes de stockage à batteries et de solutions hybrides, et à la préparation d'accords d'enlèvement à long terme à partir de ses centrales alimentées au gaz et à partir d'énergie renouvelable, actuelles et futures.

### Efficience de l'utilisation finale et demande

Les clients commerciaux et industriels de TransAlta ont accès à un vaste ensemble de rapports mensuels qui leur fournit un suivi détaillé de leur utilisation, ce qui leur permet de prendre des mesures correctives au besoin et d'obtenir des recommandations en vue de réaliser des économies de coûts.

Notre rapport sur le facteur de puissance informe les clients des sites affichant un facteur de puissance inférieur à 90 %, afin qu'ils puissent envisager d'installer du matériel écoénergétique. En réduisant les frais liés à la demande de puissance du client au moyen de la correction du facteur de puissance, le site du client exerce moins de pression sur le réseau électrique et réduit son empreinte carbone. Le rapport de TransAlta sur la santé des sites informe les clients des sites dont l'appel de puissance de pointe a été réduit de façon permanente pour diverses raisons depuis leur date de mise en service. Le client paie peut-être chaque mois à la société de distribution une prime de puissance plus élevée qui est fondée sur l'appel de puissance de pointe initialement prévu pour le site. TransAlta fait équipe avec le client afin de déterminer le nouvel appel de puissance de pointe en fonction de l'exploitation du client. Le client, en collaboration avec la société de distribution, peut juger plus rentable de racheter le contrat de distribution pour réduire les coûts de distribution mensuels à l'avenir.

### Investissements dans les collectivités

En 2021, TransAlta a augmenté ses investissements dans les collectivités de 36 % et a remis environ 3,0 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,2 millions de dollars en 2020), en continuant de concentrer son attention sur trois domaines prioritaires : la jeunesse et l'éducation, le leadership en matière d'environnement, et la santé et les services sociaux.

Chaque année, l'un de nos principaux investissements dans les collectivités est consacré aux campagnes de Centraide au Canada et aux États-Unis. Cette année, les employés, les retraités et les entrepreneurs de TransAlta ainsi que la Société ont recueilli plus de 1,1 million de dollars pour Centraide. TransAlta soutient Centraide depuis plus de 30 ans et a versé plus de 20 millions de dollars au cours de cette période. En 2021, TransAlta a réalisé d'autres investissements importants, dont voici quelques-uns des principaux :

- **Calgary Health Foundation** – En 2021, TransAlta s’est associée à la Calgary Health Foundation dans le cadre de la campagne Newborn Needs, qui vise à soutenir la mise en place d’une unité néonatale de soins intensifs (UNSI) au centre médical Foothills, qui sert la région du sud de l’Alberta. TransAlta a fourni une aide financière initiale de 1 million de dollars en 2021, dans le cadre d’un engagement visant une aide totale de 2 millions de dollars sur cinq ans. L’UNSI sera un centre d’excellence pour Calgary, l’Alberta, le Canada et le monde entier.
- **Calgary Stampede Foundation** – Fondé en 2017, le Performing Arts Studio de TransAlta dans le Stampede Park continue de fournir à longueur d’année une installation à la Calgary Stampede Foundation et aux groupes de jeunes artistes de Calgary leur permettant de répéter, de se former et de promouvoir les arts.
- **TransAlta Tri-Leisure Centre** – Le TransAlta Tri-Leisure Centre est un centre sportif et récréatif pour de nombreux résidents actifs et engagés des collectivités de Parkland County, Spruce Grove et Stony Plain en Alberta. Des milliers de résidents locaux et beaucoup de nos employés y participent à un large éventail d’activités sportives et culturelles et s’associent à de nombreuses causes communautaires.
- **Calgary Reads** – En 2021, TransAlta était fière de continuer à soutenir cette organisation, qui se consacre à favoriser l’amélioration des capacités de lecture et d’écriture des enfants de Calgary.
- **Journée internationale des femmes** – À l’occasion de la Journée internationale des femmes, TransAlta a remis des dons à cinq organisations qui viennent en aide aux femmes dans les territoires où nous exerçons nos activités :
  - **Rise Kira House (Perth, Australie-Occidentale)** – Ouvert 24 heures sur 24, le Rise Kira House vient en aide aux jeunes femmes (âgées de 14 à 18 ans) qui veulent échapper à la violence familiale.
  - **Women’s Interval Home de Sarnia—Lambton (Sarnia, Ontario)** – La Women’s Interval Home offre des services d’hébergement d’urgence et de consultation aux femmes victimes de mauvais traitements et à leurs enfants. L’organisme, ouvert 24 heures sur 24, offre notamment des services d’hébergement d’urgence à court terme, de soutien, de consultation individuelle et de groupe, de transition et de consultation pour les enfants témoins.
  - **Elizabeth Fry Society of Northern Alberta (Edmonton, Alberta)** – Elizabeth Fry Society of Northern Alberta s’associe avec des collectivités de Red Deer à Fort McMurray (y compris des collectivités rurales et autochtones) afin de répondre aux besoins particuliers d’accès à la justice et de combler les écarts de services auxquels font face les personnes vulnérables.
  - **Women United (comté de Lewis, Washington)** – La mission de Women United est d’avoir une incidence positive sur la vie des femmes et des enfants en situation de pauvreté dans le comté de Lewis en encourageant l’autosuffisance et l’autonomisation. Women United rassemble des femmes de la région qui souhaitent comprendre les difficultés qui se présentent dans la collectivité et qui se serrent les coudes pour aider. Le groupe exerce ses activités en tant que groupe d’affinité de l’organisme Centraide du comté de Lewis et, à ce titre, contribue à sa mission de sortir 30 % des familles du comté de Lewis de la pauvreté d’ici 2030.
  - **Women’s Centre of Calgary (Calgary, Alberta)** – Le Women’s Centre met à la disposition de milliers de femmes de Calgary un espace sécuritaire et accueillant. Le centre offre des services de soutien touchant la pauvreté et la faim, l’éclatement de la famille, la parentalité, l’itinérance, le chômage, la santé et l’éducation, l’immigration et l’établissement, la violence familiale, l’isolement et la solitude, les transitions de vie et la discrimination. Du nombre des femmes qui se prévalent des services ou qui font du bénévolat, 41 % vivent en situation de pauvreté.

- **Calgary Pride** – Pour souligner les célébrations de la Fierté, la Société était heureuse de parrainer l'édition de 2021 du festival et de la parade de Calgary Pride. L'objectif de Calgary Pride est d'offrir aux membres de la communauté LGBTQ2+ des occasions de renforcer leur sentiment d'appartenance et de célébrer. Chaque année durant la longue fin de semaine de la fête du Travail, des milliers de personnes se rassemblent dans le cadre du festival et de la parade de Calgary Pride afin de célébrer la diversité sexuelle et de genre.
- **École communautaire de Leinster** – Des fonds ont été offerts pour financer l'amélioration de l'aire de jeu de la classe de maternelle grâce à l'aménagement d'un nouvel environnement d'apprentissage ludique axé sur le développement durable.
- **Heart Kids** – La Société a soutenu la marche annuelle de 2021 visant à recueillir des fonds pour Heart Kids, le seul organisme sans but lucratif en Australie à se consacrer exclusivement au soutien et à la défense des personnes touchées par une maladie cardiaque infantile.
- **Soutien à la transition énergétique** – Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé un investissement de 55 millions de dollars américains sur 10 ans pour soutenir l'efficacité énergétique, le développement économique et communautaire, ainsi que les initiatives en matière d'éducation et de recyclage dans l'État de Washington. L'investissement de 55 millions de dollars américains dans la collectivité fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* adopté en 2011. Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington avec la fermeture de deux unités à la centrale de Centralia, une en 2020 et l'autre en 2025. Trois conseils de financement ont été formés afin d'investir les 55 millions de dollars américains : le Weatherization Board (10 millions de dollars américains), l'Economic & Community Development Board (20 millions de dollars américains) et l'Energy Technology Board (25 millions de dollars américains). Jusqu'à présent, le Weatherization Board a investi 8 millions de dollars américains, l'Economic & Community Development Board, 15 millions de dollars américains, et l'Energy Technology Board, 10 millions de dollars américains. Parmi les projets particuliers que les conseils ont financés en 2021 figurent une aide financière offerte à des centres d'apprentissage (le projet lié au United Learning Center, un Boys & Girls Club et le Discover Children's Museum), l'installation du premier projet d'énergie renouvelable dans l'État de Washington qui produit de l'électricité à partir de l'excédent de pression provenant des canalisations d'eau municipales, et l'installation d'un point de raccordement à l'alimentation à quai au terminal de croisière de Bell Street au quai 66 à Seattle, dans l'État de Washington. Le raccordement à l'alimentation à quai permettra aux navires dotés de la technologie d'alimentation à quai de se raccorder au réseau électrique de la région, de manière à réduire leurs émissions de GES de même que la concentration de diesel à laquelle sont exposés les résidents, les travailleurs et les visiteurs du secteur riverain de Seattle.

### Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable

Nous continuons de chercher des solutions pour améliorer la chaîne d'approvisionnement dans une optique de développement durable. Dans le cadre de l'évaluation de projets importants, nous examinons les fournisseurs autant dans le cadre de l'évaluation que des demandes d'information sur des éléments comme la sécurité au travail, les pratiques environnementales et les investissements dans les groupes autochtones. Nous voulons par exemple obtenir de l'information sur ce qui suit :

- La valeur estimative des services qui seront impartis à des entreprises locales des collectivités autochtones
- Le nombre estimatif d'employés issus des groupes autochtones locaux
- Une compréhension générale des investissements et de l'engagement dans les collectivités
- Une compréhension de l'état des relations avec les collectivités grâce à des entrevues et à des travaux des parties prenantes

En 2021, le conseil a approuvé la version révisée de notre code de conduite à l'intention des fournisseurs qui s'adresse à tous les fournisseurs de TransAlta. En vertu du code, les fournisseurs de biens et services de TransAlta sont tenus de se conformer à nos valeurs de base, y compris celles se rapportant à la santé et à la sécurité, à la conduite éthique et au leadership en matière d'environnement. En vertu de ce code, les fournisseurs peuvent également signaler toute préoccupation d'ordre éthique ou juridique liée au code en appelant la ligne d'aide en matière d'éthique de TransAlta.

## Engagement et communication avec le conseil

Le conseil est d'avis qu'il est important d'avoir des engagements constructifs avec ses actionnaires et d'autres parties prenantes et a mis en place des mesures pour que les actionnaires de la Société et les autres parties prenantes puissent communiquer avec le conseil. Par exemple, les employés et d'autres parties prenantes peuvent communiquer avec le conseil en soumettant une demande écrite au comité d'audit, des finances et des risques, ou encore en appelant au numéro sans frais ou la ligne d'aide en matière d'éthique de la Société (pour de plus amples renseignements, se reporter à «Contrôles du risque – Système de dénonciation» sous la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion). Les actionnaires sont également invités à communiquer directement avec le conseil, aux termes de la politique d'engagement des actionnaires de la Société qui décrit l'approche de la Société en matière d'engagement proactif des administrateurs et des actionnaires lors des assemblées annuelles des actionnaires de la Société et entre celles-ci. En vertu de la politique d'engagement des actionnaires, les actionnaires peuvent soumettre des questions ou des demandes de renseignements au conseil, auxquelles la Société répondra. Notre politique d'engagement des actionnaires est accessible sur notre site Web, sous la rubrique «Gouvernance» de la section «Investor Centre». Les actionnaires et d'autres parties prenantes peuvent, à leur discrétion, communiquer avec le conseil sous le couvert de l'anonymat. De plus, le conseil a adopté un vote consultatif non exécutoire annuel sur la stratégie de la Société à l'égard de la rémunération des membres de la haute direction de la Société.

La Société s'assure de maintenir de bonnes relations et de bonnes communications avec les actionnaires et les autres parties prenantes et évalue continuellement ses pratiques en tenant compte des nouvelles initiatives ou des nouveaux développements en matière de gouvernance afin de maintenir de saines pratiques de gouvernance d'entreprise. Tout au long de l'exercice 2021, les représentants du conseil se sont grandement investis auprès des principaux actionnaires de la Société. Plus précisément, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, les membres indépendants du conseil ont tenu des rencontres avec 12 actionnaires représentant environ 39 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la Société. En outre, les membres indépendants du conseil ont pris contact avec des agences de conseil en vote afin de discuter de sujets pertinents pour la Société et ses parties prenantes, y compris l'orientation stratégique de la Société, la rémunération des membres de la haute direction, les pratiques ESG, et la composition et la diversité du conseil.

## Santé et sécurité du public

Nous nous engageons à protéger le public et nos actifs, de même que le bien-être physique, psychologique et social de notre personnel.

Nous cherchons à réduire au minimum les risques suivants :

- Les préjudices corporels
- Les dommages matériels
- La responsabilité civile dans le cadre de l'exploitation
- L'atteinte à la réputation et à l'intégrité de l'organisation

Nous nous efforçons de prévenir les incidents et de réduire nos risques en appliquant des contrôles de sécurité tels que la restriction de l'accès physique aux alentours et à l'intérieur de nos centrales en exploitation. L'utilisation de technologies liées à la sécurité, telles que les caméras de surveillance et l'accès électronique, permet d'assurer le contrôle des zones sécurisées. Des audits et des évaluations des risques de sécurité sont effectués régulièrement pour assurer l'amélioration continue du programme de gestion de la sécurité. Le programme de gestion de la sécurité est axé sur la protection de notre personnel, de nos biens, de notre information et de notre réputation.

Le programme de gestion des urgences de TransAlta prépare les employés en cas d'incident. Le programme comprend une politique et une norme de gestion des urgences, qui prévoient que les employés doivent se préparer en permanence aux situations d'urgence. Le programme est parrainé par la direction. Il fournit le cadre général permettant à chaque unité fonctionnelle de fournir un plan d'intervention en cas d'urgence et un plan de continuité des activités. Nous mettons en œuvre notre système de commandement des interventions, soit un système normalisé de gestion des urgences et des incidents sur les lieux qui fournit une structure organisationnelle capable de répondre à des incidents uniques ou multiples. Conçu pour faciliter la gestion des ressources lors d'incidents, il regroupe les installations, le matériel, le personnel, les procédures et les communications au sein d'une structure organisationnelle commune. Il est utilisé dans le cadre d'une gestion des interventions fondée sur une approche tous risques et est officiellement reconnu pour les interventions multidisciplinaires dans les situations d'urgence, aussi complexes soient-elles.

Nous tissons des liens étroits avec les services d'urgence locaux. Nous organisons périodiquement des formations multidisciplinaires à nos installations. Ainsi, nous nous améliorons constamment, nous connaissons nos ressources et nous disposons de canaux de communication solides pour les interventions d'urgence.

Nos processus définissent la manière dont nous communiquons avec les parties prenantes en cas de crise, laquelle est gérée par notre équipe de communication en cas de crise. L'équipe a pour objectif et pour responsabilité de fournir un message cohérent au nom de la Société tout au long de l'intervention et du processus de rétablissement, de s'assurer que tous les messages sont approuvés par le chef des interventions (le chef du talent et de la transformation, ou son représentant), de coordonner les messages avec tous les organismes externes concernés et, si nécessaire, de se déployer sur le lieu de l'incident.

Les exigences annuelles en matière de formation sont respectées par nos employés travaillant à nos installations. Les résultats sont suivis, vérifiés et présentés lors de notre revue de direction annuelle. Les conclusions et recommandations aident à maintenir un programme durable dans toute l'organisation.

La Société continue d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités en réponse à la pandémie mondiale déclarée en mars 2020. Pour plus de précisions, se reporter à «COVID-19» sous la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

### **Protection des données et des actifs numériques**

Nous nous efforçons de protéger nos actifs numériques, notamment nos données d'entreprise et nos identités numériques, lesquelles nous donnent accès aux applications des secteurs d'activité. Les risques liés à la cybersécurité qui contribuent à compromettre ces actifs comprennent la manipulation de l'intégrité des données, le piratage des systèmes et des réseaux, l'utilisation de tactiques d'ingénierie sociale au moyen de l'hameçonnage, la compromission des activités et de l'infrastructure par l'utilisation de rançongiciels, les violations de titres d'identité, les attaques par l'intermédiaire de fournisseurs et de prestataires de services tiers, ainsi que les logiciels malveillants. Compte tenu de la nature en constante évolution des cyberattaques, nous adaptons constamment notre programme de cybersécurité en nous concentrant sur trois piliers clés : la technologie, les processus et les individus. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face à des cyberrisques et menaces spécifiques au moyen d'un programme complet et multidimensionnel. Grâce à ce programme, TransAlta met continuellement en œuvre des mesures et des contrôles pour atténuer de manière proactive les risques et les menaces de cybersécurité internes et externes qui pèsent sur l'organisation, et pour faire face aux menaces de manière efficiente et efficace.

Pour plus de précisions, se reporter à «Risque lié à la cybersécurité» sous la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

## Favoriser un effectif diversifié et inclusif

Susciter l'intérêt de son effectif, assurer le perfectionnement de ses employés, créer un environnement de travail diversifié et inclusif et réduire au minimum les incidents liés à la sécurité sont les facteurs clés du programme de stratégie pour la création de valeur au titre du capital humain pour TransAlta et ceux qui revêtent le plus d'importance en matière de gestion. En 2021, nous avons amélioré notre performance en matière d'ESG grâce aux efforts que nous avons déployés afin de promouvoir un effectif conforme aux principes d'équité, diversifié et inclusif. Cette rubrique présente les facteurs de développement durable liés au capital humain, conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

### Équité, diversité et inclusion

L'engagement de TransAlta et son souci de l'excellence en matière d'équité, de diversité et d'inclusion font partie intégrante de notre milieu de travail et animent nos collègues qui, à tous les échelons, défendent les valeurs fondamentales d'équité et d'inclusion. Nous croyons qu'en mettant l'accent sur l'équité, la diversité et l'inclusion, nous stimulerons l'innovation, améliorerons le service à la clientèle et aurons une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

En 2021, le conseil de l'équité, de la diversité et de l'inclusion de TransAlta a élaboré une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans visant à faciliter l'atteinte des objectifs et à tracer la voie vers la concrétisation des aspirations énoncées dans notre engagement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion. Le conseil a approuvé notre stratégie sur cinq ans, qui décrit les principaux jalons liés aux plans annuels de 2021 à 2025. Cette stratégie vise dans un premier temps à sensibiliser les gens afin de jeter les bases d'une compréhension commune à partir de laquelle les collègues pourront en apprendre davantage les uns sur les autres grâce à des échanges constructifs. Dans un deuxième temps, la stratégie vise à favoriser le renforcement et l'adoption de comportements inclusifs.

En 2021, nous avons continué d'enrichir notre plateforme sur l'équité, la diversité et l'inclusion en offrant aux employés diverses possibilités de formation, d'éducation et de sensibilisation sur le sujet, notamment des webinaires, des ateliers sur l'engagement des employés, des articles, des vidéos et des blogues. Après notre premier recensement de 2020 en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, qui a été réalisé par un tiers et envoyé à tous les employés afin de comprendre notre démographie et nos expériences en milieu de travail, nous avons pris des mesures pour régler les points sensibles en 2021. Ces mesures comprenaient la tenue de plusieurs activités pour souligner la Semaine internationale de la femme et le mois de la Fierté, l'accueil de conférenciers sur divers sujets, et l'établissement de partenariats aux fins d'encadrement et de groupes de ressources aux employés.

Nous avons comparé les résultats de notre recensement de 2021 en matière d'équité, de diversité et d'inclusion à ceux d'autres entreprises du secteur et entreprises canadiennes. Nos résultats montrent une nette amélioration du sentiment d'inclusion et d'appartenance au sein de notre effectif. De plus, nos résultats ayant trait à l'inclusion étaient supérieurs à la moyenne du secteur de l'énergie, se comparant à ceux des entreprises chefs de file en matière d'équité, de diversité et d'inclusion au Canada. Nous avons obtenu un taux de réponse de 58 % à notre recensement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, soit un taux supérieur à la moyenne du secteur. Selon notre analyse, 30 % des répondants au recensement s'identifient comme étant des femmes, 24 % s'identifient comme appartenant à une minorité raciale ou ethnique, 2 % s'identifient comme étant membres de la communauté LGBTQ2+, et 10 % vivent avec un handicap.

En 2021, nous avons reçu la reconnaissance du marché pour nos efforts en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et avons été certifiés par un tiers pour notre engagement à mesurer, suivre et améliorer l'équité, la diversité et l'inclusion. Nous avons été reconnus à l'égard de nos efforts visant à mesurer la diversité et à fixer des objectifs pour l'accroître, ainsi qu'à rassembler régulièrement des données sur les expériences de nos collègues pour cerner les préjugés et les obstacles auxquels sont confrontés les groupes sous-représentés et à mettre en œuvre des programmes et des politiques conçus pour résoudre des problèmes particuliers tout en assurant le suivi des résultats. Nous avons intégré des mesures de la diversité dans le plan incitatif à court terme de 2021 de TransAlta à l'intention de nos employés.

## Diversité femmes-hommes

Un certain nombre d'études de cas ont mis en évidence le lien entre la diversité femmes-hommes et la valeur ajoutée des entreprises. TransAlta est un ardent défenseur de la diversité femmes-hommes en tant que moteur de valeur, mais aussi en tant que pratique commerciale éthique. Notre engagement à l'égard de la diversité femmes-hommes au sein de notre entreprise se reflète dans le taux de participation des femmes au sein de l'équipe de direction et du conseil. Au 31 décembre 2021, les femmes représentaient 38 % de l'équipe de la haute direction et 42 % du conseil. Ces pourcentages sont supérieurs à ceux de nos pairs au Canada. Une étude sectorielle démontre que le pourcentage de sièges au conseil détenus par des femmes dans toutes les sociétés canadiennes cotées à la Bourse de Toronto est de 22 % et que le pourcentage moyen de femmes dans les équipes de direction est de 18 %.

Pour soutenir davantage la promotion des femmes, nous avons fixé des objectifs visant i) le maintien de l'égalité de rémunération pour les femmes occupant des postes équivalents, ii) une représentation de 50 % de femmes au sein de notre conseil d'ici 2030 et iii) une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030. Notre objectif d'atteindre une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030 est ambitieux, étant donné que la majorité des postes opérationnels sont actuellement à prédominance masculine. À l'heure actuelle, les femmes représentent 24 % de l'ensemble des employés.

En 2021, TransAlta faisait encore partie de l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg. L'inclusion dans l'indice témoigne de notre investissement global dans l'égalité des genres en milieu de travail et de notre engagement à favoriser le progrès en élaborant des politiques inclusives et en divulguant des données à l'aide du cadre d'évaluation des résultats en matière d'égalité entre les sexes de Bloomberg. En 2021, la Société a été récipiendaire du prix Women Lead Here du Globe and Mail, qui évalue le ratio des personnes qui s'identifient comme étant des femmes par rapport à celles qui s'identifient comme des hommes aux trois échelons les plus élevés de la direction des sociétés cotées en Bourse au Canada.

En 2021, à l'occasion de la Journée internationale des femmes, ayant pour thème #ChoisirDeDéfier, TransAlta a mené une campagne d'une semaine afin de mettre en lumière l'apport des femmes dans le milieu de travail. La campagne était ponctuée d'activités en direct visant à souligner cette journée importante, ainsi que de formations, de défis et d'un webinaire avec l'une de nos administratrices. Dans le cadre de ces célébrations, nous avons lancé la bourse d'études Women in Trades, offerte dans 13 différents établissements d'enseignement à des étudiantes admissibles inscrites dans des programmes postsecondaires de métiers spécialisés. Nous nous engageons à investir dans nos collectivités afin d'avoir une incidence concrète et de pouvoir améliorer la qualité de vie des gens dans les régions où nous exerçons nos activités. La bourse d'études Women in Trades vise à aider les femmes à poursuivre des études dans des métiers spécialisés en mettant à l'honneur et en récompensant des modèles féminins de réussite.

Nous avons également mis au point un programme d'apprentissage à l'intention des femmes dans le cadre de nos activités de production, dont l'objectif stratégique est de recruter des étudiantes prometteuses et de les former afin qu'elles puissent acquérir une expérience précieuse pour apprendre des métiers spécialisés. Ce programme a permis à la Société de créer un bassin de futures employées talentueuses et s'est avéré un moyen créatif de trouver, de recruter, d'embaucher et de maintenir en poste les toutes premières techniciennes de maintenance éolienne, ainsi que les premières femmes occupant les postes de technicienne en instrumentation, technicienne en électricité et exploitante de centrale dans notre portefeuille de centrales alimentées au gaz en Alberta.

## Santé et sécurité du personnel

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos valeurs fondamentales. TransAlta exploite des installations importantes et souvent complexes. Les environnements dans lesquels nous travaillons, y compris les hivers canadiens et l'arrière-pays australien, peuvent ajouter des défis supplémentaires pour assurer la sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et de nos visiteurs. Chaque année, nous investissons des ressources importantes dans l'amélioration de nos performances en matière de sécurité, notamment en renforçant notre culture de la sécurité. Lors des réunions de plus de quatre personnes, nous avons pour habitude de commencer la réunion par un «volet sécurité», ce qui permet de partager les principaux enseignements en matière de sécurité au sein de la Société.

Les systèmes de gestion de TransAlta sous-tendent la fourniture de services d'électricité sécuritaires, fiables et concurrentiels à nos clients et partenaires. Notre système de gestion totale de la sécurité est une combinaison des meilleures pratiques reconnues en matière de sécurité des processus, de gestion des risques, de gestion des actifs, de santé au travail, de sécurité et de gestion environnementale. Depuis l'élargissement de notre programme de santé et de sécurité au travail en 2015 pour englober la gestion totale de la sécurité, nous sommes passés de l'élaboration et de la mise en œuvre de ce cadre à l'amélioration continue, en nous efforçant toujours de réaliser notre vision Objectif Zéro afin d'exploiter notre entreprise sans aucune défaillance imprévue d'actifs et sans aucun incident lié à l'environnement, à la santé et à la sécurité.

En 2021, nous avons continué à faire progresser la transformation de notre culture de sécurité, malgré les défis sans précédent et extraordinaires posés par la COVID-19. Plusieurs formations et initiatives de renforcement des capacités ont été mises en œuvre afin d'améliorer la sécurité comportementale. TransAlta a organisé 90 séances de leadership entre pairs d'une heure, auxquelles ont participé des dirigeants de l'ensemble du portefeuille de production. Nous avons aussi mis en œuvre et déployé notre application pour l'évaluation des dangers professionnels à l'échelle des centrales. Cette application aide à identifier les dangers et les contrôles connexes pour les tâches liées à des fonctions précises.

En 2021, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables s'est établi à 0,82, par rapport à 0,81 en 2020. Ce taux permet de faire le suivi du nombre de blessures plus graves, sans tenir compte de celles ayant nécessité des premiers soins mineurs, par rapport aux heures d'exposition travaillées. Notre taux de fréquence totale des accidents enregistrables est demeuré relativement stable par rapport à celui de l'exercice précédent. Pour 2021, nous avons fixé la cible ambitieuse de 0,61. Bien que nous n'ayons pas atteint cette cible, nous continuerons de travailler en vue d'atteindre notre objectif dans l'avenir. En 2021, nous avons fait des progrès importants à l'égard d'initiatives liées à nos trois principaux objectifs : renforcer notre culture de sécurité, évaluer et améliorer la tolérance au risque, et normaliser les informations et la technologie en matière de sécurité. En 2022, nous étendons l'offre de formation sur la sécurité comportementale à tous les employés afin de leur donner des outils qui leur permettront de contrôler leurs comportements, ce qui, par le fait même, améliorera nos résultats en matière de sécurité. Cette formation renforce nos efforts visant à créer un environnement de travail sécuritaire sur le plan psychologique, puisqu'elle encourage la responsabilité personnelle à l'égard de la sécurité.

<b>La sécurité à TransAlta (employés et entrepreneurs)</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	3	5	5
Blessures avec soins médicaux	9	9	7
Travail restreint	5	2	3
Heures d'exposition	4 134 000	3 948 000	4 108 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables	0,82	0,81	0,73

Outre le taux de fréquence totale des accidents enregistrables, nous avons également instauré le taux de fréquence totale des signalements liés à la sécurité comme mesure clé de la sécurité dans la rémunération incitative annuelle de 2021. Il s'agit d'un indicateur avancé qui mesure le nombre total de signalements liés à la sécurité (dangers, quasi-accidents et observations positives) par travailleur par année. Le taux de fréquence totale des signalements liés à la sécurité est de nature proactive et démontre les mesures que nous prenons pour identifier et prévenir les blessures ou les pertes éventuelles. De cette manière, nous ne gérons pas seulement les incidents qui se produisent, mais nous travaillons méthodiquement pour les prévenir avant même qu'ils ne se produisent. En 2021, nous avons enregistré 7,35 signalements par travailleur, ce qui excède notre cible de 5,50.

Le prix d'excellence en matière de sécurité décerné par l'Alberta Mine Safety Association à SunHills Mining LP en juin 2021 témoigne de l'engagement de TransAlta en matière de sécurité. Ce prix a été décerné à la mine albertaine la plus performante de 2020 en matière de sécurité parmi les mines de moins d'un million d'heures de travail.

## Culture et structure de l'entreprise

Nos employés sont au cœur de la création de valeur. Notre culture d'entreprise a évolué et s'est adaptée tout au long de notre existence de plus de 110 ans. Nos valeurs fondamentales sont la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité. Ces cinq valeurs fondamentales contribuent à la sensibilisation de nos employés et guident notre comportement et notre processus de prise de décision. Elles constituent également une assise pour le leadership, la collaboration, le soutien aux collectivités, la croissance personnelle et l'équilibre entre la vie professionnelle et la vie privée. Grâce aux initiatives et au soutien de l'entreprise à tous les échelons de la direction, nous encourageons nos employés à maximiser leur potentiel.

Au 31 décembre 2021, nous avons un effectif de 1 282 employés (1 476 en 2020). Ce nombre a diminué de 13 % par rapport aux niveaux de 2020, à la suite d'une réduction des postes de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon dans le cadre des conversions au gaz et de l'arrêt des activités d'exploitation minière. Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 33 %, nous nous efforçons d'entretenir des relations ouvertes et positives avec les représentants syndicaux et nous nous réunissons régulièrement pour échanger de l'information, écouter les préoccupations et partager avec eux des idées qui appuient nos objectifs communs. Les négociations collectives se déroulent de bonne foi, et nous respectons les droits de tous les employés d'y participer.

Nous avons modifié notre structure organisationnelle en 2021 afin de soutenir efficacement le rythme et de faciliter la prise de décision dans notre organisation. Notre entreprise exploite quatre secteurs de production, dont Gaz, Énergie éolienne et solaire, Hydroélectricité et Transition énergétique. Transition énergétique est un nouveau secteur, comme il est expliqué sous « Informations sectorielles », à la rubrique « Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels » du présent rapport de gestion. En outre, notre secteur Commercialisation de l'énergie optimise notre portefeuille d'actifs et négocie l'électricité et d'autres produits énergétiques. Notre secteur Siège social, qui comprend les fonctions financières, juridiques, administratives, de développement commercial et de relations avec les investisseurs, supervise nos activités et définit notre stratégie. La Société comprend également la division Services partagés qui supervise nos fonctions de la technologie de l'information, de la chaîne d'approvisionnement, des ressources humaines, de l'ingénierie et de la comptabilité. La consolidation et la centralisation de ces fonctions nous ont permis de rationaliser, de normaliser et, le cas échéant, d'automatiser ces fonctions tout en réduisant les coûts et en améliorant la prestation de services dans toute l'organisation. L'ensemble de nos activités est géré par une seule équipe de direction, ce qui permet des synergies opérationnelles et financières, renforçant ainsi notre compétitivité.

TransAlta s'engage à améliorer son environnement de travail interne et la façon dont les employés perçoivent leur travail et la Société. Nous surveillons un grand nombre de facteurs pour nous donner un aperçu de notre évolution et nous faisons appel à une tierce partie pour nous aider à suivre nos progrès sur une base annuelle. Nous avons réalisé des avancées constantes et notables au fil des ans et nous continuons à viser d'autres améliorations pour l'avenir.

## Fidélisation et reconnaissance des employés

### Rémunération liée aux questions ESG

TransAlta a intégré la performance ESG dans la rémunération des employés, y compris dans celle de l'équipe de direction. Nos plans incitatifs annuels à l'intention des dirigeants de la Société (incitatif à court terme ou prime annuelle et incitatif à long terme sous forme d'actions) sont liés à la performance de TransAlta (c.-à-d. une rémunération fondée sur la performance). Les cibles et le cadre de rémunération sont revus et approuvés chaque année par le conseil. En 2021, 20 % du plan incitatif annuel de la Société était lié à l'atteinte d'objectifs ESG précis : 10 % pour la réalisation de projets de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans les centrales existantes et la performance en matière de diversité, d'inclusion et de santé organisationnelle, et 10 % pour la sécurité des travailleurs. Un autre 20 % du plan incitatif annuel de la Société était lié à la croissance, laquelle est axée sur l'expansion de notre portefeuille de production d'énergie renouvelable, ce qui aidera la Société à réduire l'intensité globale de ses émissions de GES. Nos plans incitatifs à long terme comprennent des objectifs stratégiques liés à nos efforts axés sur l'électricité propre et la forte croissance des énergies renouvelables.

### Régimes d'épargne-retraite pour les employés

TransAlta est un employeur attrayant dans les trois pays où elle exerce ses activités. Nous offrons une rémunération à nos employés à tous les échelons qui est concurrentielle selon leur emplacement respectif. Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à notre programme de rémunération globale, qui inclut divers plans incitatifs conçus pour aligner le rendement sur nos objectifs annuels et à long terme déterminés annuellement par le conseil.

Les régimes d'épargne-retraite sont un exemple des avantages que nous offrons. Nous avons des régimes enregistrés d'épargne-retraite au Canada et aux États-Unis. Les régimes couvrent essentiellement tous les employés de la Société, les employés de ses filiales dans ces pays et des employés désignés qui travaillent dans des établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies. Les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants, à l'exception du régime de retraite de Highvale (SunHills) acquis en 2013. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010. Les régimes de retraite sont capitalisés par la Société conformément à la réglementation en vigueur et aux évaluations actuarielles.

Nous offrons également aux employés canadiens certains régimes optionnels pour améliorer leur bien-être financier et leur épargne-retraite, au moyen de REER collectifs et de CELI.

Au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux membres de la haute direction dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. Le régime à prestations définies complémentaire a été fermé le 31 décembre 2015, et seuls les membres de la haute direction en fonction à cette date ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard du régime. Un nouveau régime à cotisations définies complémentaire à l'intention des dirigeants embauchés après le 1<sup>er</sup> janvier 2016 est entré en vigueur.

En Australie, les employés peuvent désigner un régime de retraite gouvernemental pour les cotisations de pension de retraite. Le régime de retraite australien est obligatoire pour les employeurs qui doivent cotiser à un taux fixé par le gouvernement.

### Autres régimes d'avantages sociaux pour les employés

TransAlta offre des régimes d'avantages sociaux concurrentiels pour la plupart de ses employés (les régimes varient selon les pays où nous exerçons nos activités). Nous offrons également des régimes d'avantages sociaux basés sur des conventions collectives négociées dans certaines régions. Nos régimes d'avantages sociaux flexibles offrent aux employés et à leur famille divers choix de protection, notamment l'assurance-maladie complémentaire, les soins dentaires, les soins de la vue, l'assurance-vie, des assurances couvrant les maladies graves, les accidents, l'invalidité, et le compte de crédits-santé.

Chaque année, TransAlta récompense ses meilleures réalisations par la remise des prix du Président. En 2021, nous avons ajouté un prix pour l'équité, la diversité et l'inclusion. Ce prix récompense les employés ayant apporté une contribution importante afin d'aider TransAlta à atteindre sa cible d'une représentation féminine de 40 % au sein de l'effectif d'ici 2030 ainsi que son objectif en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, qui consiste à créer un milieu de travail où tous les employés se sentent à leur place.

En 2021, TransAlta a lancé les mercredis bien-être. Dans le cadre de cette initiative, les employés reçoivent chaque semaine de l'information, des conseils et des outils sur des sujets liés au bien-être. En 2021, TransAlta a continué de mettre l'accent sur la santé organisationnelle en intégrant neuf pratiques prioritaires dans toutes les facettes de l'organisation.

### Développement du talent et perfectionnement des employés

Le développement du talent et le perfectionnement des employés constituent un des piliers de la santé organisationnelle. Investir dans le perfectionnement de nos employés permet de renforcer leurs compétences et d'améliorer leur productivité et leur engagement. Cela contribue à une culture d'entreprise forte, qui apporte une valeur ajoutée à TransAlta.

En 2021, nous avons ajouté du contenu et des sujets dans notre bibliothèque de perfectionnement professionnel, lancée en 2020. Nous avons notamment ajouté une deuxième bibliothèque contenant des articles et des ressources sur l'équité, la diversité et l'inclusion. Cette bibliothèque a reçu plus de 3 000 visites et compte plus de 375 utilisateurs uniques. On y présente des dates importantes et des définitions, ainsi que des conseils sur les meilleures pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, comme la reconnaissance des territoires et l'empathie.

Afin d'accroître les occasions de perfectionnement interfonctionnel en interne, nous avons mis en place un tableau des possibilités. Les dirigeants y affichent des possibilités qui s'offrent aux employés de travailler sur des projets dans d'autres secteurs de l'entreprise. Ainsi, les employés peuvent demander de participer à ces projets afin de parfaire leurs connaissances et d'acquérir de l'expérience dans différents secteurs de l'entreprise. Au cours de la période de lancement du projet pilote, huit possibilités ont été affichées, et neuf employés ont été jumelés à un projet.

En 2021, pour faire progresser ses initiatives en matière de développement du leadership et d'équité, de diversité et d'inclusion, la Société a organisé une série de conférences données par des experts. Les conférences portaient notamment sur l'établissement des priorités, le conflit constructif, les préjugés inconscients, l'appartenance, l'alliance inclusive, la communauté LGBTQ2+ et l'empathie.

Les employés et les dirigeants ont également eu l'occasion de participer à une formation sur le travail à distance. Cette formation leur a donné des outils utiles pour favoriser la communication efficace, la productivité en contexte de télétravail, et le maintien de la collaboration et des liens avec leurs collègues à l'échelle de la Société.

D'autres formations en interne sont offertes chaque année aux dirigeants et aux employés, notamment Elevate, un programme d'autoperfectionnement axé sur l'adoption d'une mentalité de leadership, et Execution Engine, un programme de deux jours centré sur la préparation des projets, l'établissement de l'ordre de priorité des tâches, l'amélioration des compétences en communication et la réalisation du travail conformément à nos pratiques en matière de santé. Des centaines d'employés ont participé à chacun de ces programmes depuis leur lancement en 2017.

En 2021, TransAlta s'est associée à Blue Ocean Brain, un cabinet de conseil en microapprentissage, pour lancer une formation en leadership et transmettre aux dirigeants une série de courriels hebdomadaires sur les meilleures pratiques cadrant avec les intérêts actuels de TransAlta. En outre, les services de Blue Ocean Brain ont également été retenus pour permettre à 200 dirigeants d'accéder à sa bibliothèque d'apprentissage, qui contient des articles, des vidéos, des vérifications des connaissances et des documents d'information sur le leadership.

De plus, nous avons poursuivi notre partenariat avec BetterUp, un cabinet de conseil offrant de l'accompagnement professionnel, pour fournir un accompagnement individuel à plus de 50 dirigeants. L'accompagnement professionnel de BetterUp s'adapte aux besoins de la personne pour lui permettre de travailler sur des aspects qui sont importants pour elle. Depuis le début du partenariat avec BetterUp en octobre 2019, nos dirigeants ont participé à plus de 640 séances d'accompagnement représentant plus de 390 heures.

En 2021, 89 gestionnaires et superviseurs de la Société ont participé à une formation sur le processus zéro incident («ZIP») offerte par Sentis. Cette formation renforce nos efforts visant à créer un environnement de travail sécuritaire sur le plan psychologique, puisqu'elle encourage la responsabilité de chacun dans les sphères personnelle et professionnelle, améliore les processus décisionnels, renforce les attitudes axées sur la sécurité et établit un langage commun favorisant les échanges constructifs. En 2022, la formation ZIP sera offerte aux employés du siège social.

En 2021, TransAlta s'est associée à Vanry Inc. pour concevoir une formation sur les relations avec les clients, dont le contenu sera adapté en fonction des commentaires de nos gestionnaires en relations commerciales et avec les clients. Cette série d'ateliers s'étalant sur 20 semaines, qui est en cours de conception, sera donnée à 19 dirigeants et employés du service à la clientèle en 2022. La formation portera notamment sur la communication avec les clients, l'écoute des éléments importants, la gestion des demandes et l'établissement de liens de confiance.

En 2021, nous avons entrepris la conception de deux programmes de développement du leadership – un programme de perfectionnement à l'intention des gestionnaires et un programme de perfectionnement à l'intention des membres de la direction. Ces programmes visent à fournir aux dirigeants les compétences et les connaissances dont ils ont besoin pour

diriger dans un monde en évolution et dans le contexte de la transformation de l'avenir du travail. Les deux programmes seront lancés en 2022. En 2021, nous avons également lancé une formation portant sur la sécurité sur le plan psychologique, l'établissement et le maintien de liens de confiance et le leadership culturel à l'intention des dirigeants. Cette formation sera offerte à tous les employés en 2022.

En 2021, TransAlta a accueilli 28 stagiaires et étudiants faisant partie d'un programme d'études coopératif dans divers domaines d'études, notamment les affaires, les communications, la finance et le génie. Pour aider à subventionner les programmes de stages et d'études coopératifs, TransAlta continue de s'associer avec Ressources humaines, industrie électrique du Canada pour obtenir du financement gouvernemental. La Société a reçu plus de 150 000 dollars de subventions salariales en 2021.

En outre, TransAlta a continué de bénéficier de la Subvention Canada-Alberta pour l'emploi qui rembourse aux employeurs les deux tiers du coût des formations externes approuvées. À l'heure actuelle, TransAlta est autorisée à recevoir plus de 44 000 dollars pour couvrir les coûts de formation de 2021.

## Progrès à l'égard d'autres facteurs de développement durable

Les rubriques qui suivent présentent nos progrès à l'égard d'autres facteurs importants de développement durable, qui comprennent la gestion du capital d'ordre naturel, manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

## Pratiques progressistes de gérance environnementale

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel ou environnemental tout en réduisant notre empreinte environnementale et les éventuels facteurs de risque liés aux impacts environnementaux. Le BAIIA ajusté de la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 584 millions de dollars en 2021 (353 millions de dollars en 2020). Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2021 se sont élevés à 40 millions de dollars (25 millions de dollars en 2020). En outre, en 2021, la vente de sous-produits du charbon et le recyclage de déchets ont généré une valeur financière s'établissant entre 15 millions de dollars et 20 millions de dollars, tout comme en 2020.

Voici les tendances des principaux indicateurs clés du rendement du capital naturel :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable	584	353	341
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux	40	25	28
Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> )	12,5	16,4	20,6

## Stratégie environnementale

Toutes les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité ont une certaine incidence sur l'environnement. Bien que nous suivions une stratégie commerciale comprenant l'investissement dans les sources d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne, l'hydroélectricité et l'énergie solaire, nous pensons également que le gaz naturel continuera d'être un facteur essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques durant la transition vers l'électricité propre. Nos processus de gestion environnementale renforcent notre stratégie d'entreprise qui consiste à abandonner nos activités de combustion du charbon à forte intensité de GES. En 2026, notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables, l'objectif quant au BAIIA provenant des énergies renouvelables étant fixé à 70 %.

## Politique environnementale

La réduction de l'incidence environnementale de nos activités comporte des avantages non seulement pour nos résultats d'exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous adoptons une approche proactive pour atténuer les risques environnementaux et nous pensons que cette stratégie renforcera notre position concurrentielle, étant donné que les parties prenantes et la société accordent de plus en plus d'importance à une gestion environnementale réussie. Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et entrepreneur de TransAlta.

## Système de gestion de l'environnement

Chez TransAlta, nous exploitons nos centrales conformément aux meilleures pratiques en matière de respect des normes de gestion environnementale. Nos processus de gestion de l'environnement sont examinés chaque année afin d'assurer l'amélioration constante de notre rendement environnemental. Nous avons renforcé notre compréhension des systèmes de gestion de l'environnement depuis que nous avons harmonisé nos processus à l'ISO 14001, norme reconnue à l'échelle internationale en matière de gestion de l'environnement. Actuellement, les incidences les plus importantes sur nos activités au titre du capital naturel ou environnemental sont les émissions de GES, les émissions atmosphériques (polluants, métaux) et l'utilisation de l'énergie. Parmi les autres incidences importantes que nous gérons et dont nous suivons le rendement au moyen de nos pratiques de gestion de l'environnement, mentionnons l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

En plus de nos pratiques de gestion environnementale, nous sommes assujettis à des lois et règlements environnementaux qui ont une incidence sur certains aspects de nos activités, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, les déversements d'eaux usées et la production, le transport et l'élimination de déchets et de substances dangereuses. Les activités de la Société sont susceptibles d'endommager l'habitat naturel, d'altérer la végétation et la faune, ou de provoquer une contamination du sol ou de l'eau qui pourrait nécessiter des mesures correctives en vertu des lois et règlements applicables. Ces lois et règlements exigent que nous obtenions et respections des homologations, licences, permis et autres approbations de diverses natures en matière d'environnement. La réglementation environnementale des territoires où nous exerçons nos activités est rigoureuse. Tant les fonctionnaires que les particuliers peuvent chercher à faire appliquer à l'égard de la Société les lois et règlements environnementaux. Nous interagissons de manière continue avec un certain nombre d'organismes de réglementation, y compris, mais sans s'y limiter : le ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta; le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario; le ministère du Développement du Nord, des Mines, des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario; le ministère des Forêts, des Terres et de l'Exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique; Environnement et Changement climatique Canada; Pêches et Océans Canada; le département de l'Environnement, des Grands Lacs et de l'Énergie de l'État du Michigan; la Southwest Clean Air Agency de l'État de Washington; le département de l'Écologie de l'État de Washington; le département de la Santé de l'État de Washington; l'Environmental Protection Agency des États-Unis; le Department of Agriculture, Water and the Environment de l'Australie; et le Clean Energy Regulator de l'Australie.

## Rendement environnemental

Notre rendement en matière de gestion des aspects environnementaux, de réduction de notre empreinte environnementale et de mise en œuvre d'initiatives environnementales comprend ce qui suit :

### Énergie renouvelable et stockage à batteries

Depuis 2005, nous avons ajouté environ 1 500 MW de capacité d'énergie renouvelable. Nous exploitons plus de 900 MW d'énergie hydroélectrique. Nous avons également été parmi les premières sociétés à adopter l'énergie éolienne et nous exploitons aujourd'hui une capacité de plus de 1 900 MW en production d'énergie éolienne, incluant le stockage à batteries. En 2015, nous avons effectué notre premier investissement dans l'énergie solaire dans une installation solaire de 21 MW au Massachusetts, et nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire. En 2020, nous avons mis en service la première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta, située à l'unité 2 du parc éolien Summerview. Le projet utilise la technologie des batteries Tesla et a une capacité de 10 MW. En 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité produite à partir d'énergie solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries, en Australie-Occidentale. Se reporter à «Technologies appliquées» sous la rubrique «Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

### Gaz naturel

Le gaz naturel joue un rôle important dans le secteur de l'électricité en fournissant une production de base et de pointe à faible émission pour répondre à la demande du réseau et à la production renouvelable intermittente dans le cadre de la transition vers l'électricité propre. TransAlta exploite des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les centrales alimentées au gaz naturel fournissent de l'électricité

à haut rendement et, dans le cas de la cogénération, produisent de la vapeur directement transmise aux clients, et à l'intention de marchés de gros. TransAlta est un exploitant important d'électricité produite à partir de gaz naturel au Canada et en Australie. En 2021, nos centrales thermiques en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel; elles génèrent ainsi près de 50 % moins d'émissions de CO<sub>2</sub> que les unités alimentées au charbon. Au total, TransAlta a retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 064 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW au gaz naturel.

### Transition vers d'autres énergies que le charbon

Grâce à la mise hors service de nos centrales au charbon et aux conversions au gaz, notre consommation d'énergie, nos émissions de GES, nos émissions atmosphériques, notre production de déchets et la consommation d'eau diminueront considérablement. L'abandon du charbon éliminera la totalité de nos émissions de mercure, la majorité de nos émissions de particules fines et de dioxyde de soufre («SO<sub>2</sub>») et réduira considérablement nos émissions de NO<sub>x</sub>. De plus, nos centrales converties ou rééquipées utiliseront du gaz naturel à teneur en carbone plus faible que celui utilisé dans les centrales situées dans d'autres territoires, étant donné que la nouvelle réglementation sur la réduction des émissions de méthane en Alberta et au Canada réduira les émissions de GES dans la phase de production et de traitement en ce qui concerne le torchage et l'évacuation du méthane (émissions fugitives de GES).

En 2021, nous avons abandonné la production d'électricité au charbon au Canada. Notre centrale au charbon de Centralia aux États-Unis sera mise hors service d'ici la fin de 2025. Le charbon sera complètement éliminé de nos activités d'ici la fin de 2025.

### Utilisation de l'énergie

TransAlta utilise l'énergie de nombreuses façons. Nous générons de l'électricité grâce à nos centrales alimentées au gaz naturel, au diesel et au charbon (jusqu'à la fin de 2021 au Canada et jusqu'à la fin de 2025 à la centrale de Centralia). Nous exploitons l'énergie cinétique de l'eau et du vent pour produire de l'électricité. Nous produisons également de l'électricité à partir du soleil. Outre la combustion des sources de combustible, nous surveillons également la combustion de l'essence ou du diesel dans nos véhicules ainsi que la consommation d'électricité et de combustible utilisé pour le chauffage (comme le gaz naturel) dans les bâtiments que nous occupons. Les données recueillies sur l'utilisation de l'énergie nous permettent d'optimiser l'efficacité énergétique et d'en créer. En tant que producteurs d'électricité, nous recherchons assidûment des moyens d'optimiser l'utilisation de l'énergie et de créer des gains d'efficacité.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). En 2021, l'utilisation d'énergie a diminué de 31 % par rapport à celle de 2020, principalement en raison de la réduction de l'utilisation du charbon. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les valeurs à zéro ont été tronquées :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Hydroélectricité	0	0	0
Énergie éolienne et énergie solaire	0	0	0
Gaz	118	138	162
Transition énergétique	74	141	184
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0	0	0
<b>Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)</b>	<b>191</b>	<b>279</b>	<b>346</b>

## Émissions atmosphériques

Nos centrales alimentées au charbon émettent des émissions atmosphériques que nous surveillons, analysons et signalons aux organismes de réglementation. Nous élaborons également des mesures d'atténuation en fonction du type d'émission atmosphérique. Nous signalons nos principales émissions atmosphériques provenant du charbon, qui comprennent du NO<sub>x</sub>, du SO<sub>2</sub>, des particules fines et du mercure. Nous continuerons à réduire les émissions atmosphériques de notre portefeuille actuel en convertissant et en mettant hors service des unités alimentées au charbon en Alberta (achevé en 2021) et dans l'État de Washington (achèvement prévu d'ici la fin de 2025). En 2020, nous avons accéléré notre objectif de réduire les émissions de SO<sub>2</sub> de 95 % et celles de NO<sub>x</sub> de 50 % par rapport aux niveaux de 2005 en faisant passer la date prévue de 2030 à 2026. En outre, nous nous sommes fixé un objectif de réduction des émissions de NO<sub>x</sub> plus rigoureux de 80 %. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO<sub>2</sub> de 90 % et les émissions de NO<sub>x</sub> de 77 %. Nous continuons de capter 80 % des émissions de mercure de nos centrales alimentées au charbon et, d'ici la fin de 2025, les émissions de mercure seront éliminées après la mise hors service prévue de la centrale de Centralia. Les émissions de particules fines et de SO<sub>2</sub> seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables.

Aucune de nos centrales alimentées au charbon en Alberta n'est située à moins de 50 kilomètres d'une zone urbaine ou densément peuplée, et ces centrales ont toutes été converties au gaz en 2021. Notre centrale thermique de Centralia dans l'État de Washington se trouve à 40 kilomètres d'une telle zone. Selon les directives du SASB, «une installation est considérée comme étant située près d'une zone densément peuplée si elle est située dans un rayon de 49 kilomètres d'une zone à forte densité de population» (soit une «population minimale de 50 000 personnes»). La centrale thermique de Centralia compte deux unités. Une unité a été mise hors service à la fin de 2020 et la seconde sera mise hors service d'ici la fin de 2025, ce qui marquera la fin des émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon.

Nos centrales alimentées au gaz émettent de faibles niveaux de NO<sub>x</sub> qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales produisent également des quantités infimes de SO<sub>2</sub> et des particules fines, mais à des niveaux jugés négligeables qui n'entraînent pas d'obligation de déclaration ni de problème de conformité. Bon nombre de nos centrales au gaz sont situées dans des régions très éloignées et peu peuplées, loin des zones urbaines. Nos centrales au gaz de Sarnia, de Windsor, d'Ottawa et de Fort Saskatchewan ainsi que la centrale Ada sont nos seules centrales à dégager des émissions atmosphériques dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2021, le total de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport aux niveaux de 2020. Plus précisément, le NO<sub>x</sub> a été réduit de 29 %, les particules fines de 80 % et le SO<sub>2</sub> de 42 % par rapport aux niveaux de 2020. Les émissions de mercure ont également diminué de 33 % par rapport au niveau de 2020. La réduction des émissions découle en grande partie des fermetures liées aux conversions du charbon au gaz et de la mise hors service d'unités alimentées au charbon.

Le tableau suivant présente nos principales émissions atmosphériques. Les chiffres ont été arrondis au millier près, à l'exception de ceux liés aux particules fines (qui ont été arrondis à la centaine près) et de ceux liés au mercure (qui ont été arrondis à la dizaine près) :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
SO <sub>2</sub> (tonnes)	7 000	12 000	16 000
NO <sub>x</sub> (tonnes)	15 000	21 000	26 000
Particules fines (tonnes)	790	4 000	8 000
Mercure (kilogrammes)	40	60	60

## Eau

Notre principale utilisation de l'eau est le refroidissement et la production de vapeur dans nos centrales alimentées au charbon et au gaz, mais l'exploitation de nos centrales hydroélectriques nécessite également de l'eau. L'eau utilisée par les centrales au charbon et au gaz vient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis et sommes tenus de nous conformer aux règlements en matière de qualité de l'eau qui y est déversée. La différence entre le prélèvement et

le déversement, représentant la consommation, est due à plusieurs facteurs, notamment la perte par évaporation et la production de vapeur pour les clients. Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m<sup>3</sup> d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2021, nous avons utilisé environ 240 millions de m<sup>3</sup> d'eau (230 millions de m<sup>3</sup> en 2020) et retourné à la source environ 210 millions de m<sup>3</sup> d'eau (200 millions de m<sup>3</sup> en 2020), ou 87 %. La consommation totale d'eau s'est élevée à environ 30 millions de m<sup>3</sup> (40 millions de m<sup>3</sup> en 2020). La réduction de la consommation d'eau en 2021 découle en grande partie des fermetures liées aux conversions du charbon au gaz et de la mise hors service d'unités alimentées au charbon.

Notre objectif de réduction de la consommation d'eau permettra, d'ici 2026, de réduire de 20 millions de m<sup>3</sup>, ou de 40 %, la consommation d'eau de l'ensemble de nos installations (prélèvements moins déversements) par rapport à celle de 2015. En 2015, la consommation d'eau s'est élevée à 45 millions de m<sup>3</sup>. Cet objectif est conforme aux ODD de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 6, *Eau propre et assainissement*. Notre consommation d'eau fluctuera quelque peu entre 2020 et 2025, au fur et à mesure que nous abandonnerons le charbon, que nous convertirons et rééquiperons les centrales au gaz et que nous augmenterons la production.

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m<sup>3</sup>) au cours des trois derniers exercices. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les chiffres ci-après ont été arrondis à la dizaine de millions de m<sup>3</sup> près :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Prélèvement d'eau	240	230	260
Déversement d'eau	210	200	220
<b>Consommation d'eau totale (en millions de m<sup>3</sup>)</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>40</b>

Nos prélèvement et déversement les plus importants se produisent à notre centrale de cogénération alimentée au gaz de Sarnia (qui produit à la fois de l'électricité et de la vapeur pour nos clients). La centrale fonctionne comme un système de refroidissement sans contact à passage unique pour nos turbines à vapeur. Malgré d'importants prélèvements dans la rivière Sainte-Claire adjacente pour soutenir nos activités à Sarnia, nous restituons environ 93 % de l'eau prélevée. L'eau provenant de cette source est actuellement à faible risque selon l'analyse effectuée avec l'outil Aqueduct Water Risk Atlas, approuvé par le SASB.

L'outil Aqueduct Water Risk Atlas montre que le risque lié à l'eau est élevé dans nos centrales de l'intérieur et du sud de l'Australie-Occidentale en raison de la forte variabilité interannuelle dans la région. La variabilité interannuelle désigne des variations plus importantes dans l'approvisionnement en eau de la région d'une année à l'autre. Dans ces centrales, l'approvisionnement en eau est assuré gratuitement dans le cadre de CAÉ conclus avec nos clients du secteur minier, ce qui atténue considérablement notre risque. En outre, nos clients ont élaboré des stratégies de conservation et de réutilisation visant à recycler l'eau pour les besoins opérationnels de l'industrie minière. Toute l'eau utilisée dans la région provient de l'eau du réseau, et pour ce qui est de l'utilisation de l'eau par les turbines au diesel et au gaz, les techniques de lavage à l'eau et la fréquence des activités sont continuellement modifiées pour réduire au minimum la consommation et les répercussions sur l'environnement. L'eau utilisée dans le cadre de nos activités est restituée à nos clients, qui la réutilisent pour la végétation et la suppression des poussières dans leurs exploitations minières.

Dans la centrale de South Hedland, en Australie-Occidentale, le risque lié à l'eau est également élevé en raison du risque d'inondation dans la région. La centrale de South Hedland a été construite au-dessus des niveaux d'inondation normaux afin d'atténuer les risques potentiels d'inondation. Lors d'un cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région en 2019, la centrale de South Hedland est demeurée au sec et a continué à produire de l'électricité pour la région. En outre, la centrale de South Hedland a élaboré un plan de gestion de l'efficacité de l'eau avec Water Corporation WA, principal fournisseur de services d'eau, d'eaux usées et de drainage en Australie-Occidentale. Les initiatives visent à réduire la consommation et les coûts de l'eau grâce à des technologies innovantes et à des gains d'efficacité identifiés dans le cadre de la gestion de la centrale.

Dans le sud de l'Alberta, nos centrales hydroélectriques ont joué un rôle de plus en plus important sur le plan de la gestion de l'eau depuis l'inondation de 2013. En 2021, nous avons renouvelé pour une période supplémentaire de cinq ans notre accord précédent avec le gouvernement de l'Alberta portant sur la gestion de l'eau de Bow River à notre réservoir Ghost afin de participer aux efforts visant à réduire les inondations, ainsi que sur notre système hydraulique des lacs Kananaskis (qui comprend Interlakes, Pocaterra et Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse.

## Déchets

Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et entrepreneur de TransAlta. Nos données sur les déchets sont communiquées chaque année à divers organismes de réglementation.

L'objectif de réduction des déchets de TransAlta consiste à réduire, d'ici 2022, la production totale de déchets de 80 % par rapport à la production de 2019, qui était l'équivalent de 1,5 million de tonnes de déchets. Cet objectif est conforme aux ODD de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 12, *Consommation et production responsables*.

En 2021, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 515 000 tonnes de déchets (1,1 million de tonnes en 2020). Les déchets non dangereux représentent 95 % de la production totale de déchets, les 5 % restants étant constitués de déchets dangereux. En 2021, seulement 0,2 % de la production totale de déchets a été envoyée à la décharge. En 2021, nous avons révisé nos données de 2020 sur les déchets après la réception de la version finale des manifestes relatifs aux déchets dans le cadre du projet de remise en état de la centrale de Mississauga. En conséquence, l'équivalent d'environ 23 000 tonnes de déchets ont été ajoutées à la centrale de Mississauga dans plusieurs catégories de déchets en 2020.

Le tableau qui suit présente la production de déchets au cours des trois derniers exercices. Les chiffres ont été arrondis au millier près :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Total de la production de déchets (tonne d'éq.)</b>	<b>515 000</b>	1 135 000	1 533 000
Déchets mis en décharge (tonne d'éq.)	1 000	11 000	1 000
Déchets recyclés (tonne d'éq.)	31 000	31 000	6 000
Déchets réutilisés (tonne d'éq.)	176 000	533 000	746 000
<b>Total des déchets mis en décharge (en pourcentage)</b>	<b>0,2</b>	1	0,07
<b>Total des déchets dangereux (en pourcentage)</b>	<b>5</b>	2	1
<b>Total des déchets dangereux mis en décharge (en pourcentage)</b>	<b>0,9</b>	0,4	0,6

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont généralement vendus à des tiers. Les produits annuels tirés des ventes de sous-produits et d'autres produits connexes varient entre 15 millions de dollars et 20 millions de dollars. Nos équipes d'exploitation s'efforcent non seulement de réduire au minimum les déchets, mais aussi de maximiser la valeur de récupération des déchets. Nous avons investi dans du matériel conçu pour récupérer les sous-produits découlant de la combustion du charbon, tels que les cendres volantes, les cendres résiduelles, le gypse et la cénosphère, en vue de les revendre. Ces produits non dangereux ajoutent de la valeur à des produits comme le ciment et l'asphalte, les panneaux muraux, la peinture et les plastiques.

Étant donné que nous abandonnons le charbon, nous avons cessé de produire des déchets de cendres volantes à la fin de 2021 au Canada et nous n'en produirons plus après 2025 aux États-Unis. La Société étudie la possibilité de récupérer les cendres volantes qui ont été retournées à leur source de départ à la mine de Highvale pour remplacer cet approvisionnement, qui est largement utilisé dans l'industrie du béton. La transformation du produit récupéré en un produit commercialisable permettra de réduire davantage la quantité de ciment produit et les émissions qui en résultent, tout en offrant de nouvelles possibilités d'emploi et de croissance économique. Cette technologie novatrice contribue à l'économie circulaire et réduira les obligations de remise en état de TransAlta.

## Biodiversité

Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement et de la biodiversité est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et entrepreneur de TransAlta.

### *Surveillance des questions liées à la biodiversité*

Le CGSDD de TransAlta aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière d'environnement, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière d'environnement. Pour plus d'informations, se reporter à la rubrique «Gouvernance du développement durable» du présent rapport de gestion.

### *Évaluation des incidences de notre chaîne de valeur sur la biodiversité*

Nous examinons l'incidence de nos activités existantes (en particulier nos activités minières) sur la biodiversité et évaluons l'incidence de nos nouveaux projets de croissance sur la biodiversité conformément à la réglementation en vigueur et à l'objectif de TransAlta en matière de santé de la biodiversité. Les sections qui suivent donnent plus de précisions sur la façon dont nous évaluons l'incidence de notre chaîne de valeur sur la biodiversité.

### *Croissance*

Chaque nouveau projet de mise en valeur de TransAlta doit faire l'objet d'une évaluation environnementale approfondie (conformément à la réglementation locale et à nos propres pratiques d'évaluation) qui établit les conditions environnementales de base, détermine les répercussions éventuelles et propose des stratégies d'atténuation relatives aux enjeux environnementaux avant la construction et la mise en service. Ces évaluations ont été expressément conçues pour respecter les obligations d'information environnementale de chaque région où nous exerçons nos activités, tout en permettant de vérifier la conformité aux normes ou règlements applicables dans ces territoires (comme la Wildlife Directive for Alberta Wind Energy Projects, les lignes directrices sur l'énergie éolienne terrestre du US Fish & Wildlife Service, etc.) En règle générale, nos projets d'énergie renouvelable sont de nouveaux projets de mise en valeur qui nécessitent un niveau d'évaluation plus élevé que nos projets gaziers, qui s'intègrent dans des installations industrielles existantes.

En outre, TransAlta fournit aux organismes de réglementation environnementale un plan précis d'atténuation des effets sur la faune présentant des mesures particulières qui seront mises en œuvre pour atténuer les effets que pourraient avoir les activités de construction et d'exploitation de projets sur la faune, l'habitat faunique et des caractéristiques de la faune déterminées dans le cadre des études environnementales effectuées à l'étape de la mise en valeur.

Chaque nouveau projet de mise en valeur est associé à un plan détaillé de consultation auprès des parties prenantes conçu pour veiller à ce que les propriétaires, parties prenantes, organismes, entreprises, organisations non gouvernementales, organisations non gouvernementales environnementales et collectivités autochtones d'accueil susceptibles d'être touchés comprennent la nature des projets, disposent de multiples occasions variées d'intervenir et de fournir des commentaires et soient en mesure d'amorcer un dialogue constructif avec TransAlta et ses représentants. Le but ultime est de prendre en compte, de résoudre et d'atténuer les préoccupations des parties prenantes ou des collectivités autochtones en matière de biodiversité avant de présenter des demandes de permis importantes pour tous nos projets.

### *Activités quotidiennes*

En 2021, nos centrales en Alberta disposaient toujours d'un programme de surveillance de la faune conçu pour surveiller l'abondance de la faune et la diversité des espèces dans la zone d'étude au fil du temps. Selon ces études, TransAlta a constaté une biodiversité essentiellement stable ou en augmentation dans la zone, diverses nouvelles espèces d'oiseaux ayant été détectées au fil des ans et les collisions avec des véhicules ayant diminué en raison de l'abaissement de la limite de vitesse permise. La taille de certaines populations animales fluctue dans la zone en fonction des conditions météorologiques et de la couverture végétale disponible.

Nos activités gazières ont une incidence relativement limitée sur la biodiversité. En effet, les centrales sont souvent construites à côté d'installations industrielles existantes, et TransAlta n'est pas forcément la titulaire des permis environnementaux. De plus, les terrains occupés par ces centrales sont généralement relativement petits. Notre centrale de cogénération de Sarnia constitue une exception. Elle comprend 260 acres de sites industriels désaffectés, dont certains contiennent des zones d'herbes hautes pouvant abriter des animaux sauvages. Au moment du réaménagement de ces terres, on veillera à en minimiser les effets sur les espèces en péril en réalisant des études sur celles-ci ainsi qu'en effectuant certaines activités de construction en dehors des périodes de nidification. Pour tous les sites qui relèvent de notre champ d'action environnemental, nous respectons tous les permis de conformité environnementale pertinents.

En ce qui concerne nos centrales hydroélectriques, nous nous efforçons principalement de réduire les répercussions sur les poissons et leur habitat. Nous respectons la réglementation provinciale et fédérale et exerçons nos activités conformément aux approbations accordées aux centrales. Nous continuons à travailler à l'amélioration de notre exploitation et révisons régulièrement nos plans de gestion opérationnelle de l'environnement pour nous assurer que nos critères d'exploitation sont respectés.

En ce qui concerne nos activités éoliennes et solaires, l'unité fonctionnelle a mis en place le programme de planification de la gestion des ressources éoliennes et de rapports sur l'environnement, WiSPER (Wind Stewardship Planning and Environmental Reporting). L'objectif du programme est de proposer des programmes d'amélioration continue et de surveillance permanente de l'environnement dépassant les exigences réglementaires de TransAlta. Cet objectif est réalisé grâce à des programmes de vérification et d'inspection réguliers, et à la collaboration avec l'industrie et la communauté scientifique afin de répondre aux préoccupations et aux incidences environnementales. Un plan de gestion opérationnelle de l'environnement a été élaboré pour chaque actif d'énergie renouvelable de sorte que nos installations adoptent des pratiques écologiques et responsables fondées sur une philosophie d'amélioration continue en matière de protection de l'environnement par l'entremise d'un programme d'inspection, de surveillance et d'examen.

Les initiatives WiSPER appuyant nos efforts en faveur de la biodiversité comprennent notre programme de protection des oiseaux (installation d'un recouvrement pour empêcher les oiseaux de s'électrocuter), une base de données sur la mortalité des oiseaux et des chauves-souris (registre de tous les cas de blessures et de mortalité), un suivi des ressources sensibles sur le plan environnemental (suivi des éléments fauniques sensibles se trouvant dans nos parcs éoliens d'exploitation ou à proximité comme les nids de rapaces et les leks de téttras à queue fine), la collecte de l'ensemble des données à long terme (p. ex., des études sur la faune avant et après la construction) et des programmes de formation sur l'énergie éolienne à l'intention de la collectivité.

### Utilisation des terrains

La plus grande utilisation de terrains dans le cadre de nos activités d'exploitation concerne l'extraction du charbon en surface. Parmi les trois mines que nous exploitons, la mine de Whitewood en Alberta est totalement remise en état, et le processus de certification des terrains est en cours. Notre mine de Centralia dans l'État de Washington est actuellement en phase de remise en état et nous avons adopté un objectif de remise en état complète de cette mine d'ici 2040. En 2021, les travaux de remise en état se sont poursuivis à la mine de Centralia, où 23 330 arbres ont été plantés.

Le 31 décembre 2021, notre mine de Highvale en Alberta a été fermée dans le cadre de notre objectif d'abandonner la production d'électricité au charbon au Canada à la fin de 2021. La mine est progressivement remise en état dans le cadre de nos approbations réglementaires, notre objectif étant de la remettre entièrement en état d'ici 2046. Environ 26 000 arbres ont été plantés en 2021 à notre mine de Highvale. En 2021, notre équipe de remise en état a obtenu l'approbation réglementaire des plans de remise en état provisoires, en vigueur jusqu'à la présentation du plan de remise en état définitif en 2022. Les nouveaux plans s'alignent sur les priorités de la collectivité concernant les terrains remis en état. Nos plans de remise en état à Highvale sont établis en fonction du cycle de vie et comprennent la configuration des zones touchées, le rétablissement du drainage, le remplacement du sol végétal et du sous-sol, la revégétalisation et la gestion du terrain.

Nos pratiques minières comprennent la remise en état progressive, l'utilisation finale du terrain étant prise en compte à toutes les étapes de la planification et de la mise en valeur. Dans le cadre de nos activités minières à ce jour, nous avons remis en état environ 12 000 acres (4 800 hectares), soit environ 38 % des terrains perturbés.

### Incidents et déversements accidentels dans l'environnement

La réduction de notre empreinte écologique favorise la santé des écosystèmes et atténue les risques liés à la conformité environnementale et à notre réputation. Dans le cadre de notre système de gestion totale de la sécurité, nous appliquons des procédures de gestion des incidents de la Société concernant l'intervention initiale appropriée, l'enquête et les leçons tirées afin de réduire au minimum les incidents environnementaux. En ce qui concerne la gestion de la biodiversité (la gestion des écosystèmes, des habitats naturels et de la vie dans les zones où nous exerçons nos activités), nous cherchons à mettre en œuvre une recherche et une collecte de données environnementales solides afin d'établir des bases de référence scientifiquement fondées sur le milieu naturel entourant nos installations pour nous assurer de pouvoir évaluer avec précision l'importance relative d'un incident sur la biodiversité. Nous surveillons étroitement l'air, la terre, l'eau et la faune dans ces zones pour déceler et réduire les impacts éventuels.

En 2021, nous avons recensé deux incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation (deux incidents en 2020). L'un des incidents est survenu dans notre centrale de cogénération de Sarnia et est lié à un débordement d'eaux usées dans notre bassin de neutralisation lors du traitement de l'eau. Le deuxième incident, qui concernait la conformité à la réglementation à notre centrale de Centralia, a donné lieu à un dépassement des limites du permis environnemental lorsqu'un travailleur a allumé le mauvais disjoncteur de ventilation. Les deux incidents ont eu une incidence négligeable sur l'environnement, mais l'incident à la centrale de Centralia a entraîné la prise d'une mesure exécutoire et l'imposition d'une amende de 3 100 dollars américains par l'organisme de réglementation.

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>6</b>

En ce qui a trait aux déversements accidentels et aux rejets, un déversement accidentel classique qui pourrait se produire sur nos sites d'exploitation est celui des hydrocarbures. En règle générale, ces déversements accidentels se produisent dans des zones à faible impact environnemental et sont presque toujours confinés et entièrement récupérés. Il est extrêmement rare que nous soyons confrontés à des déversements accidentels importants. Des efforts sont déployés pour apporter une réponse immédiate à tous les déversements accidentels dans l'environnement afin de garantir que l'évaluation, le confinement et la récupération des matériaux déversés entraînent une incidence minimale sur l'environnement.

Le volume estimatif des déversements accidentels en 2021 a été de 6 m<sup>3</sup> (4 m<sup>3</sup> en 2020). Les volumes de déversement accidentel en 2021 ont été plus élevés en raison d'un incident environnemental à notre centrale de Centralia. L'incident était lié à un rejet d'huile minérale causé par la défaillance du transformateur élévateur d'un générateur. Des efforts ont été déployés immédiatement après l'incident pour y répondre et le contrôler. Grâce à l'efficacité de la réponse, l'incidence sur l'environnement a été négligeable et réduite au minimum.

Incidents environnementaux importants :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
<b>Incidents environnementaux importants</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>3</b>

Il existe un risque de défaillance des bassins de cendres liés à nos centrales au charbon restantes. Le risque est faible, mais la survenance d'un tel incident pourrait avoir d'importantes répercussions. Nous respectons la réglementation environnementale applicable à nos bassins de cendres et veillons à ce que la gestion de ceux-ci soit conforme à la réglementation stricte en vigueur dans les territoires où nous exerçons nos activités. La gestion des bassins implique des inspections périodiques et des mesures d'atténuation pertinentes en cas de problèmes.

## Conditions météorologiques

Les phénomènes météorologiques exceptionnels peuvent avoir une incidence sur nos activités et entraîner des risques. En raison de la nature de nos activités, nos résultats sont sensibles aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique. Les variations de température en été ont une incidence sur la demande de refroidissement électrique. Ces variations de la demande se traduisent par une volatilité des prix sur le marché au comptant. Les variations des précipitations se répercutent également sur les réserves d'eau, qui à leur tour ont une incidence sur nos actifs hydroélectriques. De plus, les variations des conditions d'ensoleillement peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de notre centrale d'énergie solaire. Les variations météorologiques peuvent être influencées par les changements climatiques, entraînant une hausse durable des températures et du niveau des mers, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos actifs de production. La glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes pendant les mois d'hiver. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes dépend d'un certain nombre de facteurs, dont la température et l'humidité ambiante. L'accumulation de glace peut avoir un impact important sur le rendement énergétique, et pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt de l'éolienne. Les températures extrêmement froides peuvent également avoir une incidence sur la capacité des éoliennes à fonctionner efficacement, ce qui pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt et une réduction de la production. En outre, les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité accrue de nos ressources hydriques et éoliennes.

Nos installations de production d'énergie et leur exploitation sont exposées à des dommages éventuels et à des pertes partielles ou totales, résultant de catastrophes environnementales (par exemple, inondations, vents violents, feux de forêt, tremblements de terre, tornades et cyclones), de pannes de matériel et d'autres événements indépendants de notre volonté. Les changements climatiques peuvent accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Un événement important, qui perturbe le fonctionnement ou la capacité des installations de production à produire ou à vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les événements qui empêchent les clients existants d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet négatif important. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne nous libèrent pas de nos obligations en vertu d'accords avec des tiers. Le fait que plusieurs de nos installations de production soient situées dans des régions éloignées peut rendre difficile l'accès pour la réparation des dommages.

Au cours des trois derniers exercices, les fluctuations par rapport aux schémas de conditions météorologiques prévues n'ont eu aucune incidence importante sur nos résultats financiers annuels.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour une analyse plus approfondie sur les risques liés aux conditions météorologiques.

## Production d'énergie fiable, peu coûteuse et durable

L'objectif de TransAlta est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, peu coûteuse et fiable et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons, conformément aux valeurs fondamentales de la Société. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

### Reconnaissance de la marque

La résilience de notre entreprise est renforcée par une stratégie d'entreprise durable, à long terme et axée sur des objectifs précis : la croissance de l'électricité renouvelable, l'optimisation de notre capacité actuelle de production à partir du gaz naturel et un engagement en matière de développement durable. TransAlta exploite des actifs de production d'électricité depuis plus de 110 ans, ce qui reflète cette approche d'affaires à long terme et des pratiques commerciales durables. Un engagement à long terme envers l'entreprise et les partenariats se prête bien à l'estime et à la reconnaissance de la marque, ce à quoi nous accordons beaucoup de valeur et que nous ne tenons pas pour acquis. Nous sommes d'avis que notre stratégie d'électricité propre à faible coût, soutenue par nos valeurs internes et notre approche durable des affaires, contribuera à renforcer et à continuer d'accroître la reconnaissance positive de notre marque.

## Connaissance diversifiée

Chez TransAlta, nous définissons le capital intellectuel comme nos actifs fondés sur le savoir. L'évaluation de ces actifs vise deux objectifs. Premièrement, nous cherchons à les comprendre afin de pouvoir en améliorer la gestion et le rendement. Deuxièmement, nous cherchons à les comprendre pour communiquer leur valeur réelle. L'expérience et la perspicacité de nos employés rehaussent notre création de valeur. Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité s'étend sur plus de 110 ans, et bon nombre de nos employés sont avec nous depuis plus de 30 ans. Nos activités de commercialisation de l'énergie complètent notre connaissance des actifs de production d'énergie en exploitation.

Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité est mise en évidence ci-dessous.

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	110
Gaz naturel	71
Charbon	71
Énergie éolienne	19
Énergie solaire	6

Pour plus de précisions, se reporter à «Clients» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

## Résilience du réseau

En tant que grand producteur d'électricité, TransAlta travaille activement pour faire en sorte que l'énergie que nous fournissons à nos clients soit fiable et abordable et qu'elle ait un faible impact sur l'environnement. Nous fournissons à des clients industriels des solutions énergétiques décentralisées et adaptées. En 2021, TransAlta a convenu de construire le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, pour fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries. Nous alimentons également des réseaux électriques centralisés, et nous possédons et exploitons une infrastructure de transport en Alberta qui répond aux besoins de fiabilité du système.

Dans tous les territoires où nous exerçons nos activités, nous travaillons en étroite collaboration avec les exploitants de réseaux afin de nous assurer que l'ensemble du réseau est fiable et que l'approvisionnement est suffisant. Nous tenons compte d'une multitude de facteurs dans nos décisions de planification et d'exploitation qui pourraient compromettre la résilience du réseau, notamment l'intermittence de l'énergie renouvelable, les cyberattaques, les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles. En outre, nous nous engageons à respecter les normes de la North American Electric Reliability Corporation et les normes de fiabilité de l'Alberta à l'égard des centrales et des infrastructures de transport que nous possédons et exploitons.

En tant qu'entreprise, nous nous concentrons sur le déploiement de capacités de production d'énergie propre et de nouvelles solutions technologiques afin de répondre aux besoins émergents et futurs du réseau électrique dans lequel nous exerçons nos activités. En Alberta, par exemple, en 2020, nous avons mis en service la première centrale de stockage à batteries, appelée WindCharger, à l'unité 2 de notre parc éolien Summerview afin de créer une ressource de production de pointe à faible émission. Cette ressource fait partie du projet pilote de réponse en fréquence rapide de l'AESO afin de soutenir les activités d'interconnexion. En plus de l'initiative de réponse en fréquence rapide, WindCharger utilise une ressource dont la rapidité de réponse est inégalée parmi les technologies de production existantes et qui peut être exploitée avec beaucoup de fiabilité, ce qui permet de répondre au besoin grandissant de réponse inertielle et de résilience afin de favoriser la décarbonation du réseau grâce à un approvisionnement diversifié provenant de sources d'énergie renouvelable intermittentes.

Se reporter à «Technologies appliquées» sous la rubrique «Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les technologies qui renforcent la résilience du réseau. Se reporter à «Santé et sécurité du public» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les cyberattaques. Se reporter à «Conditions météorologiques» sous la rubrique «Pratiques progressistes de gérance environnementale» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

## Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique

TransAlta accorde de plus en plus une véritable importance à la technologie et à l'innovation. Pour faire face aux changements majeurs liés à la transition énergétique, aux conséquences des changements climatiques et de la décarbonation, ainsi qu'à l'essor continu de la technologie numérique, de l'automatisation et de l'intelligence artificielle, nous mettons en œuvre de manière proactive des solutions technologiques dans l'ensemble de nos activités. La conversion de nos unités au charbon en unités au gaz est un excellent exemple d'une bonne utilisation du capital ou de l'infrastructure manufacturier. Nous continuons également à adopter et à mettre en œuvre des solutions novatrices pour répondre à la demande d'électricité des clients.

### Développement des idées et gestion de projets

Chez TransAlta, le programme Greenlight continue d'être une force motrice de la forte culture de conception d'idées et de résolution de problèmes. Dirigé par notre bureau responsable de la transformation, le programme est axé sur l'innovation issue de la base, ce qui signifie que les idées portant sur l'amélioration des activités proviennent des employés. Ces idées sont élaborées et transformées en analyses de rentabilité, en adhérant aux meilleures pratiques de gestion de projet afin de garantir la mise en œuvre réussie de la possibilité d'amélioration. Les employés dirigent le processus, de la conceptualisation à l'élaboration et la mise en œuvre, avec l'aide de la direction et du bureau responsable de la transformation.

Nous faisons également la promotion d'une autre initiative, la série de conférences Supplier Innovation, dans le cadre de laquelle des conférenciers de l'extérieur sont invités à venir parler d'innovation, notamment des chefs de file éclairés en matière de nouvelles technologies qui analysent les idées conceptuelles à l'origine de la pensée créative, ainsi que des fournisseurs qui expliquent les applications commerciales des technologies en évolution. En 2021, nous avons présenté sept séances portant notamment sur l'intelligence artificielle, les comportements liés à la réussite, les applications destinées aux travailleurs de première ligne et au personnel du siège social, l'hydrogène, les robots mobiles, les inspections robotiques des chaudières et des conduites, et la vision stratégique. Pour plus de détails sur notre investissement dans notre personnel, se reporter à «Développement du talent et perfectionnement des employés» sous la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion.

### Innovation en matière d'infrastructures

En 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réglementation visant à mettre fin à la production d'électricité à partir du charbon dans la province d'ici 2030. Un certain nombre de nos centrales au charbon avaient une durée d'utilité dépassant 2030 et pouvaient être converties au gaz naturel. En 2021, l'unité 5 de la centrale de Sundance a été mise hors service, et les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills ainsi que l'unité 6 de la centrale de Sundance ont été converties au gaz naturel, ce qui signifie que les centrales thermiques de TransAlta situées en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel. Au total, la Société a retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 064 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW à l'alimentation au gaz naturel, plus propre. De façon générale, les unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO<sub>2</sub> que les unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales plutôt que de les mettre hors service appuie le concept de réutilisation et s'aligne sur les ODD de l'ONU, en particulier l'objectif 9, *Industrie, innovation et infrastructures*. L'achèvement des projets de conversion et la fermeture de la mine de charbon de Highvale contribuent également à l'atteinte des objectifs de l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, à laquelle TransAlta s'est jointe dans le cadre de la COP26.

## Technologies appliquées

TransAlta a été à l'avant-garde de l'innovation dans le secteur de la production d'électricité depuis le début du 20<sup>e</sup> siècle lorsque nous avons développé nos actifs hydroélectriques. Nous avons fait partie des pionniers de la technologie éolienne au Canada et, aujourd'hui, nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au pays. À l'heure actuelle, nous exploitons un centre de contrôle éolien qui surveille, à la seconde près, toutes les turbines éoliennes que nous exploitons à l'échelle de l'Amérique du Nord. En 2015, nous avons fait notre premier investissement dans la technologie solaire en achetant une centrale d'énergie solaire de 21 MW dans le Massachusetts et en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta à l'unité 2 de notre parc éolien Summerview. Tout en maintenant un équilibre entre la croissance et la décarbonation, nous continuons de chercher des solutions pour innover et créer de la valeur pour les investisseurs, la société et l'environnement.

Au début de 2021, TransAlta a conclu un CAÉ à long terme avec Pembina visant 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW, qui sera situé en Alberta. Le projet a commencé en 2021, et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2022. Vers la fin de 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, situés en Oklahoma. Grâce à ces contrats visant la vente d'électricité renouvelable et d'attributs environnementaux à un nouveau client exceptionnel ayant une note de crédit AA auprès de S&P Global Ratings, TransAlta peut passer à la phase de construction prévue pour la fin de 2022, l'exploitation commerciale étant prévue pour le second semestre de 2023. La production d'énergie propre, fiable et à faible coût aux parcs éoliens Garden Plain et White Rock soutient les objectifs de développement durable des clients et permet de franchir une autre étape vers l'atteinte de notre objectif de croissance annoncé en septembre 2021 consistant à fournir une capacité de 2 GW d'ici 2025.

TransAlta travaille à l'expansion de sa filière de développement, dont la capacité actuelle est de 800 MW aux États-Unis, jusqu'à 2 GW au Canada et 270 MW en Australie. En 2021, TransAlta a acquis un portefeuille de sites solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord, qui contribueront grandement à l'expansion de notre production d'énergie solaire. Nous comptons ajouter d'autres capacités de production solaire en saisissant les occasions de ce secteur dans les marchés américain et australien. La Société se concentre également sur le développement de solutions hybrides et intégrées d'approvisionnement en énergie avec les clients.

Nous continuons d'investir dans le stockage à batteries. En 2021, TransAlta a convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Le projet 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 seront tous intégrés au réseau éloigné du nord de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW de TransAlta. Le réseau et la nouvelle capacité de production aideront BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields devrait réduire les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP découlant des activités à Leinster et à Mount Keith de 540 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> au cours des dix premières années d'exploitation. La construction du projet a commencé au début de 2022, et la mise en service est prévue vers la fin de 2022.

Nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies, comme l'hydrogène et le CUSC, afin de trouver des solutions pour élargir ou adapter notre portefeuille, ce qui nous permet de protéger notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable pour nos clients. Nous savons que de nouvelles technologies verront le jour au cours des prochaines années alors que l'industrie continue à vouloir réduire les émissions tout en offrant un produit fiable et abordable aux clients.

## Analyse et optimisation des actifs

L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs de TransAlta, anciennement le Centre de diagnostic de l'exploitation, a été créée en 2008. Cette équipe surveille les centrales à vapeur alimentées au charbon, les centrales à

vapeur alimentées au gaz, les unités à cycle simple, les unités à cycle combiné, les centrales de cogénération ainsi que les parcs éoliens au Canada, aux États-Unis et en Australie. Une équipe centralisée d'ingénieurs et de spécialistes de l'exploitation surveille à distance nos centrales afin de régler les problèmes liés à la fiabilité du matériel et à la performance.

Le personnel de l'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs a reçu une formation quant à la mise en œuvre et à l'utilisation du logiciel de surveillance du matériel spécialisé et d'évaluation de la performance et tire parti de son expérience dans l'exploitation d'une centrale. Si un problème est détecté, l'équipe évalue d'abord le problème puis transmet ses constatations au service de l'exploitation de la centrale afin de l'aider à mener une enquête et à régler le problème avant qu'il ne se répercute sur les activités. Ce soutien est essentiel à la fiabilité et au rendement de nos activités d'exploitation. À titre d'exemple, si une éolienne commence à montrer des signes indiquant la nécessité de procéder à un changement de matériel beaucoup plus tôt que d'autres, notre équipe d'intervention en est informée et s'efforcera de faire enquête et de remédier au problème. La surveillance, l'analyse et le diagnostic réalisés par l'équipe visent la détection rapide de problèmes de matériel selon une analyse des tendances à long terme et complètent les activités quotidiennes des centrales.

L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs s'occupe également des fonctions relatives aux rapports sur la production pour les centrales à vapeur alimentées au charbon, les centrales à vapeur alimentées au gaz, les unités à cycle simple, les unités à cycle combiné, les centrales de cogénération et les parcs éoliens, et elle participe activement aux projets visant à améliorer ces rapports.

### Données et innovation

TransAlta a créé l'équipe responsable des données et de l'innovation en 2019 pour moderniser son infrastructure de données afin de tirer parti des nouvelles possibilités dans le domaine de l'analyse et de la science des données. L'équipe est multifonctionnelle et se compose d'architectes de données, de scientifiques, d'analystes de données, de développeurs de logiciels, d'ingénieurs, de chefs de projet et d'analystes financiers et de systèmes. L'équipe concentre ses efforts sur la diffusion et l'amélioration de l'architecture de données moderne de TransAlta, la distribution rapide d'applications basées sur des données, la conception et la mise en œuvre de modèles d'apprentissage automatique et d'intelligence artificielle et l'avancement de l'automatisation des processus grâce au Centre d'excellence en automatisation des processus robotiques. En 2021, l'équipe a fait appel à des partenaires à l'échelle de l'entreprise pour créer de nouveaux outils et processus d'aide à la décision qui améliorent notre situation financière et notre capacité de retour à nos employés. Voici quelques-uns des points saillants de ce travail :

- GenOS, une plateforme numérique qui présente de l'information sur la performance en temps presque réel et offre un soutien à la prise de décisions pour notre portefeuille de production. La centralisation dans une plateforme des modèles d'analyse et de science des données se rapportant à nos données d'exploitation nous permet de transmettre facilement aux équipes d'exploitation des données qui favorisent une augmentation tangible des produits des activités ordinaires et une réduction des coûts. Dans le cadre de la conception de cet outil en interne, nous nous sommes concentrés sur l'intégration des centrales éoliennes et solaires et avons commencé à travailler avec les équipes des secteurs Gaz et Hydroélectricité.
- La conclusion d'un partenariat industriel dans le cadre du programme AltaML Applied AI Lab, une initiative révolutionnaire visant à former et à élargir les talents locaux tout en améliorant nos activités par l'application de l'apprentissage machine et de l'intelligence artificielle. La cohorte de 2021 a travaillé sur 11 cas d'utilisation de la science des données, notamment pour concevoir un modèle de prédiction des périodes de pointe sur le marché de l'énergie pour notre équipe des opérations, et un modèle de prévision de l'écoulement des rivières pour nos activités hydroélectriques.

## Gouvernance du développement durable

L'intégration réelle du développement durable au sein d'une organisation suppose une obligation de rendre compte au niveau du conseil et de la direction. Elle nécessite une compréhension des questions ESG et des mesures d'entreprise à prendre pour y répondre, tout en continuant à équilibrer les activités et la croissance.

Le développement durable fait l'objet d'une surveillance par le CGSDD du conseil de TransAlta. Le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable.

Les documents suivants aident à régir le développement durable chez TransAlta et sont accessibles au public sur notre site Web, sous la rubrique «Gouvernance» de la section «Investor Centre» :

- Code de conduite de la Société
- Code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Politique de dénonciation
- Politique de gestion totale de la sécurité
- Politique relative aux droits de la personne et à la discrimination
- Politique en matière de relations avec les Autochtones
- Politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion

Nous sommes membres d'organisations et de groupes de travail clés en matière de développement durable, notamment EXCEL Partnership, Canadian Business for Social Responsibility et le comité directeur d'électricité durable de l'Association canadienne de l'électricité, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie et nos pratiques de développement durable.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

## Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, sans s'y limiter, les modifications à la réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité dans nos principaux marchés de produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques et possibilités afin que nous soyons en position pour étendre nos activités et atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

### Gouvernance

Les éléments clés de nos pratiques en matière de gouvernance sont les suivants :

- Les employés, la direction et le conseil sont résolus à respecter une conduite éthique et à faire preuve d'intégrité et d'honnêteté.
- Nous avons établi des politiques et des normes clés encadrant l'exercice de nos activités.
- Le président de notre conseil et tous les administrateurs, à l'exclusion de notre président et chef de la direction, sont indépendants aux termes du *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance*.
- Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à nos activités et à notre stratégie.

- L'efficacité du conseil est obtenue grâce à de solides évaluations annuelles et à la formation continue de nos administrateurs.
- La direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties prenantes de la collectivité.

**Notre engagement envers l'éthique** constitue le fondement de notre modèle de gouvernance. Nous avons adopté les codes de conduite suivants pour guider nos décisions d'affaires et nos activités commerciales quotidiennes :

- Le code de conduite de la Société, qui s'applique à tous les employés et membres de la direction de TransAlta et de ses filiales
- Le code de conduite à l'intention des administrateurs
- Le code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Le code de conduite financière, qui s'applique à tous les employés de la fonction financière de la Société
- Le code de conduite sur les opérations sur les produits énergétiques, qui s'applique à tous nos employés qui effectuent la commercialisation de produits énergétiques

Nos codes de conduite énoncent nos normes et attentes à l'égard de nos employés, membres de la direction, administrateurs, conseillers et fournisseurs en ce qui a trait notamment à la protection et au bon usage de nos actifs. Les codes énoncent aussi des lignes directrices en ce qui a trait à la protection de nos actifs, à la prévention des conflits d'intérêts, au respect en milieu de travail, à la responsabilité sociale, à la protection des renseignements personnels, au respect des lois, aux opérations d'initiés, à l'environnement, à la santé et à la sécurité, et à notre engagement envers une conduite éthique et honnête. Le code de conduite de la Société et le code de conduite à l'intention des administrateurs dépassent la portée des lois, règles et règlements qui régissent notre entreprise au sein des territoires où nous exerçons nos activités; ils énoncent les pratiques commerciales fondées sur des principes que tous les employés et administrateurs doivent suivre.

Chaque année, nous rappelons à nos employés, membres de la direction et administrateurs l'importance d'adopter un comportement éthique et professionnel dans leur travail quotidien et l'obligation d'attester annuellement qu'ils ont passé en revue et compris leurs responsabilités en vertu des codes de déontologie applicables. Aux termes de cette attestation, les employés, membres de la direction et administrateurs doivent également reconnaître qu'ils ont respecté les normes prévues dans nos codes respectifs au cours de la dernière année civile.

Le conseil veille à la gérance de la Société et s'assure que la Société met en place des politiques et procédures clés visant l'identification, l'évaluation et la gestion des risques principaux et des plans stratégiques. Le conseil surveille et évalue la performance et les progrès réalisés dans l'accomplissement des objectifs de la Société par des rapports transparents et en temps opportun du chef de la direction et de l'équipe de la haute direction. Nous avons également mis sur pied un processus d'évaluation annuel dans le cadre duquel nos administrateurs ont l'occasion d'évaluer le rendement du conseil, des comités du conseil, de chaque administrateur et du président du conseil.

Pour permettre au conseil d'établir et de gérer les aspects financier, environnemental et social de nos pratiques de gouvernance, le conseil a créé le CAFR, le CGSDD, le comité des ressources humaines («CRH») et le CPI.

Le CAFR, constitué de membres indépendants du conseil, aide ce dernier à s'acquitter de sa responsabilité de surveillance de l'intégrité de nos états financiers consolidés et du processus de présentation de l'information financière, des systèmes de comptabilité interne et des contrôles financiers, de la fonction d'audit interne, des compétences des auditeurs externes et des modalités de leur nomination, y compris la rémunération, l'indépendance, le rendement et les rapports, ainsi que des programmes de gestion du risque et de la conformité aux lois établis par la direction et le conseil. Le CAFR approuve les politiques de gestion des risques financiers et du risque lié aux produits de base et examine les rapports trimestriels sur la gestion des risques d'entreprise.

Le CGSDD est responsable d'élaborer et de recommander au conseil un ensemble de principes de gouvernance applicables à la Société et de surveiller la conformité à ces principes. Le CGSDD est également chargé du recrutement des membres du conseil, des plans de relève et de la proposition de candidats pour siéger au conseil et aux comités. En outre, le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable. Le CGSDD reçoit aussi un rapport annuel sur le processus d'attestation annuel des codes de conduite. Se reporter à «Gouvernance en matière de changements climatiques» sous la rubrique «Questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la surveillance exercée par le conseil sur les facteurs liés aux changements climatiques.

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance visant à s'assurer que la Société obtient systématiquement une solide performance en matière d'environnement, de santé et de sécurité, le CGSDD prend un certain nombre de mesures, y compris : i) recevoir des rapports réguliers de la direction concernant la conformité aux règles environnementales et les tendances en matière d'environnement et les réactions de TransAlta à cet égard; ii) recevoir des rapports et des comptes rendus portant sur les initiatives de la direction à l'égard des changements apportés à la législation sur les changements climatiques, sur l'évolution des politiques et des autres projets de loi ainsi que sur leur incidence éventuelle sur nos activités; iii) évaluer l'incidence de la mise en œuvre des politiques et autres mesures législatives relatives aux GES sur les activités de la Société; iv) examiner avec la direction les politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité de la Société; v) examiner avec la direction les pratiques en matière de santé et sécurité mises en œuvre au sein de la Société, ainsi que les processus d'évaluation et de formation mis en place pour traiter des problématiques; vi) analyser avec la direction des façons d'améliorer les processus et les pratiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité; et vii) examiner l'efficacité de notre réaction aux questions ESG et des nouvelles initiatives mises en place pour améliorer davantage la culture ESG de la Société.

Le CRH est habilité par le conseil à examiner et à approuver les principales politiques en matière de rémunération et de ressources humaines de la Société qui visent à attirer, à recruter, à conserver et à motiver les employés de la Société. Le CRH formule également des recommandations au conseil quant à la rémunération du chef de la direction, y compris l'examen et l'adoption de régimes de rémunération incitative fondée sur des titres de capitaux propres, l'adoption de politiques de ressources humaines qui soutiennent les droits de la personne et la conduite éthique, et l'examen et l'approbation de plans de relève et de perfectionnement des membres de la haute direction.

Le CPI est habilité par le conseil à superviser les conclusions de la direction en matière d'investissement et l'exécution des grands projets de dépenses d'investissement approuvés par le conseil qui favorisent les plans stratégiques de la Société. Le CPI aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait à l'examen et au suivi des processus de gestion de projet et de contrôle, du profil financier, des coûts en capital, des pratiques d'approvisionnement et des calendriers de projet de façon plus approfondie que lors des réunions ordinaires du conseil sur lesquelles pèsent des contraintes de temps.

Les responsabilités des autres parties prenantes au sein de notre structure de contrôle de la gestion du risque sont décrites ci-dessous :

Le chef de la direction et les membres de la haute direction analysent les principaux risques tous les trimestres et en font rapport. Des examens particuliers de la gestion du risque lié aux opérations sont menés tous les mois par le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, ainsi que toutes les semaines par l'équipe de la gestion des risques liés aux produits de base, les gestionnaires commerciaux des opérations et de la commercialisation, et le premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances.

Le comité des investissements est un comité de gestion présidé par notre vice-président à la direction, F&A, stratégie et trésorier et qui se compose également du chef de la direction, du premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances, du chef de l'exploitation, et de la première vice-présidente, Services juridiques, commercialisation et affaires externes. Le comité examine et approuve toutes les dépenses d'investissement importantes, y compris les projets liés à la croissance, à la productivité, aux prolongations de la durée d'utilité et aux interruptions importantes à réaliser aux centrales alimentées au charbon. Les projets approuvés par le comité des investissements sont par la suite présentés au conseil aux fins d'approbation, au besoin.

Le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité est présidé par notre premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances et est composé d'au moins trois membres de la haute direction. Il surveille la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et veille à ce que ce programme dispose des ressources adéquates pour faire le suivi des activités de négociation du point de vue de la gestion du risque et de la conformité. Il s'assure également de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique.

Le comité de l'exploitation hydroélectrique se compose de deux membres qui sont des employés de Brookfield possédant de l'expérience dans la gestion des installations hydroélectriques, et de deux membres de TransAlta. Ce comité a été créé en 2019 et se penchera sur les questions liées à l'exploitation et à la maximisation de la valeur des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. Il atteint ses objectifs en procédant à un examen des activités d'exploitation, de l'entretien, de la sécurité et des aspects environnementaux liés à ces actifs et, à la suite de cet examen, en fournissant des conseils d'experts et des recommandations à l'équipe opérationnelle en matière d'hydroélectricité de TransAlta. Le comité de l'exploitation hydroélectrique a un mandat initial de six ans, qui peut être prolongé de deux ans.

Les titres de TransAlta sont inscrits à la cote de la Bourse de Toronto et de la Bourse de New York, et la Société est assujettie à la réglementation, aux règles et aux normes en matière de gouvernance applicables de ces deux Bourses. Nos pratiques en matière de gouvernance respectent les règles en matière de gouvernance de la Bourse de Toronto et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières suivantes : i) le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*; ii) le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*; iii) l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*; et iv) le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance*. À titre d'«émetteur privé étranger», soit au sens de «foreign private issuer» aux termes des lois sur les valeurs mobilières américaines, il nous est généralement permis de nous conformer aux exigences en matière de gouvernance canadiennes. Pour de plus amples renseignements sur les pratiques en matière de gouvernance, consultez notre circulaire de sollicitation de procurations la plus récente.

## Pandémie mondiale

Nous avons pris un certain nombre de mesures d'atténuation du risque en réponse à la pandémie de COVID-19. Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation et évaluent constamment ses répercussions sur les activités, les chaînes d'approvisionnement et les clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités et les affaires de la Société. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment des interruptions potentielles de la production, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'indisponibilité d'employés de TransAlta, de possibles retards dans les projets de croissance, un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et des évaluations des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que la demande d'électricité et le prix des produits de base.

Afin de gérer les risques résultant de la COVID-19, nous continuons de prendre un certain nombre de mesures pour poursuivre les efforts de continuité des activités de la Société :

### Mesures prises par la direction

- Communication régulière avec le conseil et les employés en ce qui concerne la réponse de la société à la COVID-19
- Maintien et tenue à jour des protocoles sanitaires liés à la COVID-19, y compris une stratégie de retour au bureau et sur les sites et une stratégie de travail à distance qui resteront en place jusqu'à ce que la pandémie devienne une endémie
- Élaboration de plans de leadership, y compris des plans pour assurer la relève des dirigeants, au besoin

### Changements aux politiques

- Alignement continu des exigences relatives aux voyages non essentiels et à la mise en quarantaine sur les directives des autorités locales pour tous les employés et entrepreneurs de TransAlta dans tous les territoires où nous exerçons nos activités

### Changements relatifs aux employés

- Rassurance des employés par rapport au fait que la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence sur leur emploi au sein de TransAlta
- Mise en place et maintien de procédures de dépistage, y compris des questionnaires et des prises de la température, des mesures de nettoyage améliorées et des protocoles de travail rigoureux dans les bureaux et installations de la Société conformément à notre stratégie de retour au bureau et sur les sites afin de s'assurer que les employés puissent travailler en toute sécurité
- Maintien des politiques afin de permettre aux employés occupant un poste jugé non essentiel de travailler à distance, le cas échéant
- Organisation d'assemblées générales concernant la COVID-19 et de séances d'information pour les employés avec la participation d'experts en médecine et d'épidémiologistes

### Changements opérationnels

- Modification de nos procédures d'exploitation et mise en œuvre des restrictions relatives à l'accès non essentiel à nos installations afin de maintenir nos activités tout au long de la pandémie
- Examen du risque lié à la chaîne d'approvisionnement associé aux principaux intrants du processus de production d'électricité et mise en œuvre d'un suivi hebdomadaire de l'évolution du risque
- Communication avec nos principales personnes-ressources de la chaîne d'approvisionnement pour établir des stratégies et des mesures d'urgence nous permettant de continuer à faire progresser nos projets de croissance, dans la mesure du possible
- Détection de nouveaux risques liés à la cybersécurité associés aux courriels d'hameçonnage et aux protocoles de sécurité améliorés, et renforcement de la conscientisation aux menaces éventuelles

### Surveillance financière

- Maintien d'un programme complet de couverture du prix des produits de base pour nos actifs commerciaux permettant de faire face à l'évolution des conditions du marché sous-jacent
- Maintien de la surveillance des contreparties en ce qui concerne les variations de leur solvabilité, ainsi que leur capacité à remplir leurs obligations
- Surveillance continue de la situation et communication avec nos principaux prêteurs concernant les incidences prévisibles et nos interventions face à la crise; nos facilités de crédit consenties actuelles nous permettent de maintenir une situation financière solide et des liquidités considérables

De façon générale, nous restons au fait de la situation et des conseils des responsables de la santé publique afin de nous adapter aux nouvelles recommandations et de modifier notre réponse et notre approche, au besoin.

## Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

### Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

### Politiques

Nous appliquons, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales ainsi que l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies. Tous les employés et les administrateurs sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la Société.

### Présentation de l'information

Nous faisons régulièrement rapport sur notre exposition au risque résiduel aux principaux décideurs, y compris le conseil, le CAFR, la haute direction ou le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, le cas échéant. Les rapports à ce dernier comité comprennent une analyse des nouveaux risques, le suivi des limites du risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et l'examen de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque. Ces rapports mensuels garantissent que la gestion et le contrôle du risque sont efficaces et effectués en temps opportun.

### Systeme de dénonciation

Nous avons mis en place un processus par lequel les employés, les entrepreneurs, les actionnaires ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon confidentielle ou anonyme leurs préoccupations éventuelles juridiques ou éthiques, y compris des préoccupations à l'égard de questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou d'information financière ou encore à l'égard de prétendus manquements à toute loi ou à notre code de conduite. Elles peuvent être présentées soit directement au CAFR ou en communiquant avec le service d'aide en matière d'éthique de TransAlta par téléphone au numéro sans frais ou en ligne. Le président du CAFR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAFR reçoit à chaque réunion trimestrielle du comité un rapport sur les conclusions relatives à toute plainte majeure ou à toute plainte relative à des questions de comptabilité ou d'information financière ou à de prétendus manquements liés au contrôle interne à l'égard de l'information financière.

### Valeur à risque et positions de négociation

La valeur à risque («VaR») est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés en raison de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base. La VaR est calculée et communiquée quotidiennement. Cette mesure indique les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché.

La VaR est une mesure fréquemment employée dans le secteur pour faire le suivi du risque associé aux positions et aux portefeuilles en ce qui a trait à la gestion du risque lié aux produits de base. Les deux méthodes courantes d'estimation de la VaR sont la méthode de la variance/covariance historique et la méthode Monte-Carlo. Nous estimons la VaR au moyen de la méthode de la variance/covariance historique. Le point faible de la méthode de la variance/covariance historique pour estimer la VaR est que l'information historique utilisée dans l'estimation peut ne pas être révélatrice du risque de marché futur. Des simulations sont effectuées périodiquement pour mesurer l'incidence financière sur le portefeuille de négociation des événements se produisant sur le marché, notamment les fluctuations des prix du marché, leur volatilité et les relations entre eux. Nous avons également recours à d'autres mesures d'atténuation du risque. La VaR au 31 décembre 2021 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2020). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

## Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos plans, rendements et résultats futurs, ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques ne surviennent pas isolément les uns des autres et doivent être pris en compte dans leur ensemble. De plus amples renseignements sur les facteurs de risque touchant la Société, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, sont fournis à la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle qui se trouve sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com) et sous notre profil sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.edgar.gov](http://www.edgar.gov).

Un renvoi aux présentes à une incidence défavorable importante sur la Société signifie que la Société ou ses activités, son fonctionnement, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte, subissent une telle incidence.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2021. Chaque élément de l'analyse de sensibilité suppose que toutes les autres variables possibles sont maintenues. La sensibilité se rapporte à la période et à l'amplitude des fluctuations sur lesquelles elle est fondée. Le résultat de l'analyse de sensibilité pourrait varier pour d'autres périodes si la conjoncture économique était différente et si les fluctuations étaient plus importantes. Les variations de taux ne sont pas réputées être proportionnelles au résultat dans tous les cas.

### Risque lié au volume

Le risque lié au volume découle des variations de la production prévue. Le rendement financier de nos centrales d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne et d'énergie solaire est largement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, et l'écoulement de surface pourraient avoir une incidence sur le débit d'eau de nos centrales. La force et la constance des ressources de nos centrales éoliennes peuvent avoir une incidence sur la production. Les températures ambiantes et la disponibilité de l'approvisionnement en eau et en combustible peuvent également avoir une incidence sur les activités des centrales thermiques. Si nous sommes incapables de produire une quantité suffisante d'énergie pour respecter les volumes stipulés dans nos contrats, nous pourrions devoir acquitter des pénalités ou acheter de l'énergie de remplacement sur le marché.

Nous gérons le risque lié au volume de la façon suivante :

- en gérant activement nos actifs et leur état afin d'être proactifs sur le plan de l'entretien des centrales, de sorte que celles-ci puissent produire les volumes requis;
- en surveillant du mieux que nous pouvons les ressources hydriques partout en Alberta et en optimisant cette ressource compte tenu des possibilités du marché de l'électricité en temps réel;
- en établissant nos installations dans des emplacements où nous croyons que les ressources sont adéquates pour produire la quantité d'électricité pour satisfaire aux exigences de nos contrats; nous ne pouvons toutefois pas garantir que ces ressources seront disponibles lorsque nous en aurons besoin ou qu'elles le seront en quantité suffisante;
- en diversifiant nos combustibles et nos emplacements géographiques exploités afin d'atténuer les risques liés à des événements spécifiques se rapportant à la région ou aux combustibles.

La sensibilité des volumes par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Disponibilité et production	1	12 millions de dollars

### Risque lié au matériel et à la technologie de production

Le risque de panne du matériel imputable à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres, pourrait avoir une incidence négative importante sur la Société. Bien que nos centrales soient en général exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques d'exploitation, comme des défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, ainsi que d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production. Si les centrales ne respectent pas les objectifs de disponibilité ou de production précisés dans leurs CAÉ ou d'autres contrats à long terme, nous pourrions être tenus de dédommager l'acheteur pour la perte liée à la disponibilité de production ou de constater une réduction des paiements d'énergie ou de capacité. Une interruption dans des installations marchandes peut entraîner une perte de possibilités d'affaires. Par conséquent, une interruption prolongée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

Par ailleurs, nous sommes exposés au risque d'approvisionnement en pièces spécialisées dont le délai d'approvisionnement peut être long. Si nous sommes dans l'incapacité de nous procurer ces pièces quand nous en avons besoin pour nos activités d'entretien, nous pourrions faire face à une période d'indisponibilité prolongée du matériel requis pour produire l'électricité.

Nous gérons le risque lié à notre matériel et à notre technologie de production de la façon suivante :

- en exploitant nos centrales selon des normes d'exploitation précises du secteur qui optimisent la disponibilité de nos centrales sur leur durée de vie commerciale;
- en effectuant des travaux d'entretien préventif conformément aux pratiques du secteur applicables, aux recommandations des principaux fournisseurs de matériel et à notre expérience en exploitation;
- en adoptant un programme de travaux d'entretien complet selon un calendrier de révisions générales établi;
- en ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type, de l'âge et du risque commercial du matériel;
- en souscrivant un montant adéquat d'assurance en cas d'interruptions qui couvre les arrêts forcés;
- en incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ ainsi que dans les autres contrats à long terme qui nous permettent de déclarer une situation de force majeure en cas de défaillance imprévue;
- en choisissant et en utilisant une technologie éprouvée dans nos centrales, lorsque cela est possible;
- lorsque la technologie est plus récente, en s'assurant que les ententes de service avec les fournisseurs de matériel comprennent des garanties de disponibilité et de rendement appropriées;
- en surveillant le rendement de notre portefeuille par rapport à celui du secteur afin de relever les questions ou les avancées qui peuvent avoir une incidence sur le rendement et en ajustant nos programmes d'entretien et d'investissement en conséquence;
- en négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composantes clés seront rapidement disponibles dans l'éventualité d'une interruption importante;
- en concluant des ententes à long terme avec nos partenaires stratégiques en matière d'approvisionnement afin d'assurer la disponibilité des pièces de rechange importantes;
- en mettant en œuvre une stratégie de gestion des actifs à long terme qui optimise les cycles de vie de nos centrales existantes ou en relevant les besoins de remplacement de nos actifs de production.

### Risque lié au prix des produits de base

Nous sommes exposés aux fluctuations du prix de certains produits de base, notamment le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité, tant dans le cadre de nos activités de production d'électricité que dans celui de nos activités de négociation pour compte propre.

Nous gérons l'exposition aux risques financiers associés aux fluctuations du prix de l'électricité :

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l'électricité, la vapeur et d'autres services sont fournis;
- en conservant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme pour atténuer notre exposition aux fluctuations à court terme des prix des produits de base;
- en achetant le gaz naturel en fonction de la production des centrales marchandes de façon à ce que les marges électricité-combustible du marché au comptant soient suffisantes pour que la production et la vente d'électricité soient rentables;
- en nous assurant que des plafonds et des contrôles à l'égard de nos activités de négociation pour compte propre sont établis.

En 2021, environ 78 % de notre production (90 % en 2020) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. En cas d'interruption planifiée ou non planifiée ou d'un événement similaire, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité que nous devons acheter sur le marché pour remplir nos obligations d'approvisionnement en vertu de contrats à court et à long terme.

Nous gérons les risques financiers associés aux fluctuations du coût du combustible utilisé dans la production :

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix du combustible fourni à nos centrales;
- en couvrant le coût des émissions au moyen de diverses ententes d'échange de quotas d'émission;
- en ayant recours, de manière sélective, à des instruments de couverture, le cas échéant, afin de fixer le prix du combustible.

En 2021, 70 % (89 % en 2020) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 80 % (78 % en 2020) de notre coût d'achat de charbon était fixé par contrat.

La variation réelle du résultat net peut différer des sensibilités calculées et pourrait ne pas être linéaire en raison des occasions d'optimisation, des codépendances, de la réduction des coûts, de la production, de la disponibilité et d'autres facteurs.

#### Risque lié à l'approvisionnement en charbon

La disponibilité du combustible en quantité suffisante pour nos besoins de production est essentielle pour maintenir notre capacité de produire les volumes d'électricité exigés en vertu de nos contrats et saisir les occasions de vente. Dans le secteur Centralia, les interruptions des activités minières de nos fournisseurs, la disponibilité de trains pour livrer le charbon et la viabilité financière de nos fournisseurs de charbon pourraient avoir une incidence sur notre capacité de production d'électricité.

Nous gérons le risque lié à l'approvisionnement en charbon de la façon suivante :

- en concluant des contrats avec différents fournisseurs pour le charbon utilisé dans le secteur Centralia afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel;
- en concluant suffisamment de contrats de transport du charbon par train pour satisfaire aux besoins du secteur Centralia;
- en nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans le secteur Centralia répondront aux exigences d'utilisation;
- en veillant à ce que des installations de manutention et de stockage du charbon efficaces soient en place afin que le charbon livré puisse être traité efficacement et en temps opportun;
- en surveillant et en maintenant les spécifications du charbon et en veillant à ce que celles-ci soient bien appariées avec les exigences de nos centrales;
- en surveillant la viabilité financière des fournisseurs du secteur Centralia;
- en couvrant le risque lié au prix du diesel compris dans les frais d'extraction minière et de transport.

### Approvisionnement en gaz naturel et risque lié au prix

Pour maintenir la fiabilité et la disponibilité de nos centrales alimentées au gaz, il est essentiel de disposer de volumes de gaz naturel et de services de transport de gaz naturel suffisants. La garantie d'un service de transport par gazoduc et d'un approvisionnement en gaz naturel adéquats pour nos unités alimentées au gaz peut être affectée, entre autres, par le calendrier de réception des approbations réglementaires et autres à l'égard des contrats de transport fermes, les événements liés aux conditions météorologiques, les arrêts de travail, l'entretien du système, la variabilité de la pression et des débits hydrauliques des gazoducs, et les répercussions d'autres événements survenus naturellement. Le prix du gaz naturel est déterminé par les fondamentaux de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel en Amérique du Nord et dans le monde. Nous sommes exposés aux variations des prix du gaz naturel, ce qui peut avoir une incidence sur la rentabilité de nos installations et sur la façon dont elles sont réparties sur le marché.

Nous gérons les risques liés à l'approvisionnement en gaz et aux prix du gaz comme suit :

- en veillant à ce que nous disposions d'au moins deux gazoducs fournissant le gaz utilisé pour la production d'électricité en Alberta;
- en concluant des contrats fermes pour la livraison et la fourniture de gaz;
- en surveillant la viabilité financière des producteurs de gaz et des gazoducs;
- en couvrant le risque lié au prix du gaz;
- en surveillant les calendriers d'entretien des gazoducs et la disponibilité du transport.

### Risque lié à la conformité aux règles environnementales

Le risque lié à la conformité aux règles environnementales est inhérent à nos activités et est lié à la réglementation environnementale existante ou aux modifications qui y sont apportées. De nouveaux objectifs en matière de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont en voie d'être établis par les gouvernements au Canada, en Australie et aux États-Unis. Nous nous attendons à ce que les investisseurs et les autres parties prenantes se préoccupent de plus en plus de la performance en matière de développement durable. Les modifications apportées à la réglementation pourraient avoir une incidence sur nos résultats en donnant lieu à une réduction du cycle de vie des installations de production et en imposant des coûts additionnels liés à la production d'électricité découlant de mesures telles que des plafonds d'émission ou des taxes sur les émissions, ou en exigeant que nous engagions des dépenses d'investissement supplémentaires en technologie de réduction des émissions ou des investissements dans des crédits compensatoires. Nous prévoyons une augmentation de ces coûts de conformité en raison de l'attention accrue portée par le monde politique et le public aux enjeux environnementaux.

Nous gérons le risque lié à la conformité aux règles environnementales de la façon suivante :

- en tentant d'améliorer continuellement les nombreuses mesures du rendement comme les émissions, la sécurité, les effets sur le sol et l'eau, et les incidents environnementaux;
- en réalisant des audits des systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité de afin d'évaluer la conformité à notre système de gestion totale de la sécurité, conçu pour améliorer continuellement notre performance;
- en déployant d'importantes ressources d'expérience pour qu'elles collaborent avec les organismes de réglementation du Canada, de l'Australie et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification à la réglementation soit bien conçue et efficace;
- en élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au SO<sub>2</sub> et au NO<sub>x</sub>, qui seront ajustées lorsque les règlements seront finalisés;
- en achetant des crédits compensatoires ou des crédits carbone aux fins de réduction des émissions;
- en investissant dans des projets d'énergie renouvelable, notamment la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique, ainsi que dans des technologies de stockage;
- en intégrant des dispositions au chapitre des modifications de lois dans nos contrats qui permettent le recouvrement de certains coûts de conformité auprès de nos clients.

Nous nous engageons à nous conformer à tous les règlements environnementaux touchant les activités et les centrales. Le respect des exigences réglementaires et des normes du système de gestion est régulièrement revu à l'aide de nos procédés de garantie d'exécution, et les résultats sont présentés au CGSDD.

### Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Ce risque est lié à la capacité d'une contrepartie de respecter ses obligations financières ou de performance envers nous ou de nous fournir les produits ou services que nous avons payés au préalable. L'incapacité de recouvrer les sommes qui nous sont dues ou de recevoir les produits ou services pourrait avoir une incidence négative sur notre résultat net et nos flux de trésorerie.

Nous gérons notre exposition au risque de crédit de la façon suivante :

- en élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par contrepartie;
- en exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris des examens commercial, financier, juridique et opérationnel;
- en ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit, des garanties au comptant ou des assurances de crédit de tiers si une contrepartie dépasse les limites établies. Ces garanties peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations;
- en dressant un rapport sur notre exposition au risque à l'aide de diverses méthodes permettant aux principaux décideurs d'évaluer le risque de crédit représenté par chaque contrepartie. Ce rapport nous permet aussi d'établir les limites de crédit et la composition des contreparties selon leur note de crédit.

Si les limites établies sont dépassées, nous prenons des mesures pour réduire le risque de crédit en demandant une garantie, le cas échéant, ou en mettant fin aux activités commerciales avec la contrepartie qui constitue un risque. Toutefois, rien ne garantit que nous réussirons à éviter les pertes découlant du manquement à des obligations d'une contrepartie au contrat.

Au besoin, des mesures supplémentaires d'atténuation du risque seront prises pour réduire le risque auquel est exposée TransAlta. Ces mesures d'atténuation du risque peuvent comprendre, sans s'y limiter, le suivi immédiat des montants en souffrance, la modification de l'échéancier des paiements pour s'assurer de recevoir une partie des fonds plus rapidement, la demande de garanties supplémentaires, la réduction des délais de règlement des transactions et la collaboration étroite avec les contreparties concernées pour trouver des solutions négociées.

Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020. En 2021, nous n'avons subi aucune perte importante liée à une contrepartie. Nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de couverture et nos activités liées aux opérations sur les produits énergétiques, et nous prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Le tableau suivant décrit notre exposition maximale au risque de crédit, compte non tenu des garanties détenues ou des droits de compensation, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2021 :

	Note de qualité investissement (%)	Note de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs <sup>1,2</sup>	89	11	100	651
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	185
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	86	14	100	707
<b>Total</b>				<b>1 543</b>

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

2) Comprennent le prêt à recevoir à l'égard duquel les contreparties n'ont aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, est de 37 millions de dollars (22 millions de dollars en 2020).

Des contreparties concluent certains contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats exigent que les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation liée à ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut avoir une incidence sur notre capacité à conclure ces contrats ou tout contrat conclu dans le cours normal des affaires, entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter le montant de la garantie qui doit être fournie. Certains contrats existants contiennent des clauses conditionnelles au titre de l'évaluation du crédit, lesquelles, lorsqu'elles sont appliquées, augmentent automatiquement les coûts prévus au contrat ou nécessitent la fourniture d'une garantie additionnelle. Lorsque la condition se rapporte à la note la plus basse, une révision à la baisse d'un niveau par une agence de notation ayant initialement accordé une note plus élevée ne peut, toutefois, avoir un nouvel effet défavorable direct.

### Risque de change

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités d'exploitation dans d'autres pays, du résultat de ces activités, de l'acquisition de matériel et de services et de produits de base libellés en monnaies étrangères provenant de fournisseurs étrangers, ainsi que de notre dette libellée en dollars américains. Nous sommes surtout exposés au risque de change découlant des dollars américain et australien. Les fluctuations des monnaies étrangères par rapport au dollar canadien pourraient avoir une incidence sur le résultat, les flux de trésorerie ou la valeur de nos investissements à l'étranger, dans la mesure où ces investissements ou ces flux de trésorerie ne sont pas couverts ou que ces couvertures sont inefficaces.

Nous gérons le risque de change de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en couvrant nos investissements nets dans les établissements aux États-Unis au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- en concluant des contrats de change à terme aux fins de couverture des dépenses futures libellées en monnaies étrangères, y compris les titres d'emprunt de premier rang en dollars américains qui ne font pas partie de notre portefeuille d'investissement net;
- en couvrant nos flux de trésorerie provenant des activités à l'étranger prévus. Notre cible est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans, dont un minimum de 90 % au cours de l'année considérée, 70 % au cours de l'année suivante, 50 % au cours de la troisième année et 30 % au cours de la quatrième année. L'exposition au dollar américain et au dollar australien, déduction faite de service de la dette et des dépenses d'investissement de maintien, est gérée au moyen de contrats de change à terme.

L'analyse de sensibilité de notre résultat net par rapport aux variations des taux de change a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ des devises américaines et australiennes par rapport au dollar canadien se traduit par une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre, comme il est indiqué ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Taux de change	0,03 \$	12 millions de dollars

### Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour le financement de nos projets en immobilisations, le refinancement de la dette, le règlement des passifs, nos activités de négociation et de couverture, et les activités générales du siège social. Les notes de crédit favorisent ces activités et les variations des notes de crédit peuvent avoir une incidence sur notre capacité d'accéder aux marchés financiers, de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités, y compris celles menées par notre secteur Commercialisation de l'énergie, ou sur les coûts y afférents.

Nous continuons à nous concentrer sur le maintien de notre situation et de notre souplesse financières. Les notes de crédit attribuées à TransAlta, ainsi que les perspectives connexes de l'agence de notation, sont décrites à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion. Les notes de crédit peuvent faire l'objet d'une révision ou d'un retrait en tout temps par l'agence de notation, et rien ne garantit que les notes de crédit de TransAlta et les perspectives connexes ne seront pas modifiées, ce qui pourrait entraîner les incidences négatives décrites ci-dessus.

Au 31 décembre 2021, nos liquidités, qui s'élevaient à 2,2 milliards de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse qui pourront être prélevés et affectés aux projets en 2022.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

- en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché;
- en présentant régulièrement des rapports au comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, à la haute direction et au CAFR sur l'exposition au risque de liquidité de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base;
- en maintenant un bilan solide;
- en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles;
- en surveillant les positions de négociation.

### Risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt. Les variations de notre coût en capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

Nous gérons le risque de taux d'intérêt de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en ayant recours à une combinaison de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable;
- en surveillant la répartition entre titres d'emprunt à taux fixe et titres d'emprunt à taux variable et en y apportant des ajustements pour en assurer l'efficacité;
- en couvrant de façon opportune le risque lié aux émissions de titres d'emprunt connues.

Au 31 décembre 2021, environ 3 % (7 % en 2020) du total de notre dette était exposé aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variable et de swaps de taux d'intérêt.

La sensibilité des fluctuations des taux d'intérêt par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'intérêt	30 pdb	Moins de 1 million de dollars avant impôts

La réforme des taux interbancaires offerts pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. La facilité utilise comme taux de référence le LIBOR pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, tandis que l'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois. À ce jour, aucun emprunt en dollars américains n'a été effectué sur la facilité et il existe actuellement un plan visant à supprimer les taux CDOR à six et à douze mois, ce qui n'a pas d'incidence sur la facilité ni sur l'obligation sans recours.

Les swaps de taux d'intérêt différés en dollars américains en cours ne devraient pas être touchés étant donné que le LIBOR à trois mois sera publié jusqu'au 30 juin 2023. Ils devraient être réglés en 2022.

### Risque lié à la gestion de projets

Dans le cadre des projets en immobilisations, nous sommes exposés aux risques liés au dépassement de coûts, à l'échéancier et au rendement.

Nous gérons ces risques de la façon suivante :

- en nous assurant que tous les projets suivent les processus et politiques établis par la Société;
- en recensant les principaux risques à chaque étape de la mise en valeur d'un projet et en veillant à ce que les plans d'atténuation soient pris en compte dans les estimations de capital et les imprévus;
- en examinant les plans des projets, les principales hypothèses et les résultats avec la haute direction avant de les faire approuver par le conseil;
- en appliquant de manière uniforme les méthodologies et les processus de gestion de projet;
- en déterminant des stratégies de passation de contrats qui soient cohérentes avec la portée et l'échelle du projet afin de garantir que les principaux risques, tels que la main-d'œuvre et la technologie, soient gérés par les entrepreneurs et les fournisseurs de matériel;
- en garantissant que les contrats de construction et de matériel important comprennent des conditions essentielles de rendement, de délais et de qualité, assorties de niveaux appropriés de dommages-intérêts prédéterminés;
- en révisant les projets après leur mise en service commerciale afin de s'assurer que les leçons qui en sont tirées sont intégrées dans le projet suivant;
- en négociant les contrats de construction et de matériel important afin de fixer les principales modalités telles que le prix, la disponibilité du matériel à long délai de livraison, les taux de change et les garanties dans la mesure où cela est économiquement possible avant de poursuivre le projet;
- en négociant des conventions collectives afin de garantir les coûts, la demande et la productivité.

### Risque lié aux ressources humaines

Le risque lié aux ressources humaines découle de l'incidence possible sur nos activités des modifications survenues sur le lieu de travail. Le risque lié aux ressources humaines peut être attribuable à différents facteurs :

- Une interruption possible découlant d'un conflit de travail à nos installations de production
- La réduction de la productivité en raison du roulement de personnel
- L'incapacité de parachever des travaux essentiels en raison des postes vacants
- L'incapacité de maintenir une rémunération juste en raison des modifications des taux du marché
- L'insuffisance de compétences imputable à une formation déficiente, au fait que les employés existants n'ont pas veillé au transfert des connaissances ou au manque d'expérience des employés actuels

Nous gérons le risque lié aux ressources humaines de la façon suivante :

- en surveillant les échelles de rémunération au sein de l'industrie et en versant des salaires qui correspondent à ces mesures;
- en ayant recours à une rémunération incitative afin que les objectifs des employés soient conformes à ceux de la Société;
- en surveillant et en gérant les niveaux cibles de roulement du personnel;
- en nous assurant que les nouveaux employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2021, 33 % (46 % en 2020) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (10 en 2020). L'augmentation du nombre de conventions collectives s'explique par la division d'une convention collective en deux conventions collectives. La diminution du pourcentage de main-d'œuvre syndiquée découle de la conversion du charbon au gaz et de la mise hors service subséquente de l'unité 1 de la centrale de Keephills. En 2021, une convention a été renégociée (deux en 2020). Nous prévoyons négocier avec succès sept conventions collectives en 2022.

### Risque lié à la réglementation et à la politique

Le risque lié à la réglementation et à la politique à l'égard de nos activités découle des changements éventuels apportés aux structures de réglementation existantes et de l'influence de la politique sur nos structures dans chaque territoire où nous exerçons nos activités. Ce risque peut découler de la réglementation et de la déréglementation du marché, de la surveillance et du contrôle accrus, des changements de structure ou de conception des marchés ou d'influences imprévues. Les règles du marché sont en constante évolution, et nous ne pouvons prédire s'il y aura des changements importants à la réglementation en matière d'environnement ni les conséquences ultimes que ces changements pourraient avoir sur nos activités. Ce risque comprend, notamment, les incertitudes associées à l'élaboration de politiques de tarification du carbone et au financement.

Nous gérons ces risques systématiquement grâce à nos groupes de conformité à la réglementation et aux lois et à notre programme de conformité, lequel fait l'objet d'un examen périodique afin d'assurer son efficacité. Nous collaborons également avec les gouvernements, les organismes de réglementation, les exploitants de réseaux électriques et d'autres parties prenantes pour tenter de trouver une solution à ces questions à mesure qu'elles surviennent. Nous suivons de près les changements aux règles et à la conception du marché et nous prenons part aux processus d'engagement des parties prenantes menés par des organismes du secteur et du gouvernement. Ces mesures ainsi que d'autres avenues nous permettent de participer activement aux débats sur la défense des droits et les politiques à différents niveaux. Ces consultations avec les parties prenantes nous ont permis de prendre part de façon dynamique à des débats à plus long terme avec les gouvernements et des organismes de réglementation.

Les investissements à l'étranger sont exposés à des incertitudes et à des risques particuliers liés à la structure politique, sociale et économique et au régime réglementaire de chaque pays. Nous atténuons ce risque au moyen d'un financement sans recours et d'une assurance.

### Risque lié au transport

L'accès aux lignes de transport d'énergie et à la capacité de transport de la production existante et nouvelle est essentiel pour nous permettre d'offrir à nos clients l'électricité produite dans nos centrales. Le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport dans les marchés où nous exerçons nos activités continue d'augmenter du fait que les nouvelles connexions au réseau électrique sont insuffisantes pour répondre à la demande malgré l'ajout de connexions dans le cadre de nouveaux projets visant à élargir le réseau de transport.

### Risque lié à la réputation

Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités en raison des changements d'opinion du public, des partenaires privés, des gouvernements et d'autres entités.

Nous gérons le risque lié à la réputation de la façon suivante :

- en nous distinguant comme voisin et partenaire d'affaires au sein des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités pour établir des liens durables fondés sur une compréhension mutuelle qui se traduiront par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et d'autres parties prenantes de la collectivité;
- en communiquant clairement de façon périodique et transparente nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties prenantes;
- en utilisant des technologies novatrices en vue d'améliorer nos activités, notre environnement de travail et notre empreinte environnementale;
- en entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales;
- en faisant du développement durable une stratégie d'entreprise à plus long terme;
- en nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et conformément aux valeurs de notre Société;
- en expliquant aux parties prenantes, en temps opportun, l'incidence et le motif des décisions d'affaires;
- en maintenant des valeurs d'entreprise solides qui soutiennent les initiatives associées à la gestion du risque lié à la réputation, y compris la signature annuelle du code de conduite.

### Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et de nos partenariats et des fonds que celles-ci nous versent sous la forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales et nos partenariats peuvent être assujettis à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité à nous verser des distributions en espèces.

### Risque lié à la cybersécurité

Nous sommes tributaires de nos technologies de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique et les données que nous utilisons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Dans le contexte d'une cybersécurité en constante évolution, les attaques ou autres atteintes à la sécurité du réseau ou des systèmes d'information peuvent entraîner l'interruption de nos activités commerciales. Les responsables des cyberattaques peuvent avoir recours à des techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre base d'utilisateurs à l'utilisation unique ou multiple de codes malveillants sophistiqués pour tenter de passer outre nos contrôles de sécurité du réseau. Ils peuvent également utiliser une combinaison de plusieurs techniques pour contourner les dispositifs de protection comme les pare-feu, les systèmes de prévention des intrusions et les logiciels antivirus qui se trouvent dans nos systèmes d'infrastructure de réseau. La réussite d'une cyberattaque pourrait entraîner l'interception, la destruction, l'utilisation ou la diffusion non autorisées de notre information et l'interruption de nos activités commerciales.

Nous prenons continuellement des mesures pour protéger notre infrastructure contre les cyberattaques potentielles qui peuvent causer des dommages à notre infrastructure, à nos systèmes et à nos données. Le modèle de cybersécurité de TransAlta repose sur trois piliers : la technologie, les processus et les gens. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face aux cyberrisques et menaces spécifiques auxquels TransAlta est exposée. Parmi les cyberrisques importants qui pourraient constituer une menace pour TransAlta, mentionnons l'hameçonnage, les rançongiciels, l'ingénierie sociale, la chaîne d'approvisionnement, la prise en otage des produits de base, les mesures prises par l'État, l'intelligence artificielle, les attaques par apprentissage machine et un risque élevé de rotation du personnel de la cybersécurité. Les contrôles et les mesures de protection proactifs visant à atténuer les risques et les menaces liés à la cybersécurité auxquels est exposée l'entreprise comprennent ce qui suit :

- Utiliser les technologies pour restreindre la communication sur les réseaux de TransAlta afin de limiter la capacité des pirates informatiques d'atteindre leurs objectifs
- Confier en sous-traitance à une société tierce spécialisée dans la cybersécurité les composantes essentielles de notre programme de cybersécurité

- Améliorer nos politiques et nos processus en procédant à des examens périodiques et à la simulation d'exercices sur maquette
- Mettre en place une campagne de sensibilisation à la cybersécurité et un programme de formation efficaces et percutants
- Intégrer la cybersécurité dans nos processus opérationnels et procéder à de solides évaluations des risques liés à la cybersécurité
- Améliorer constamment notre programme de cybersécurité afin qu'il soit efficace pour répondre aux risques liés à la cybersécurité et y faire face

Bien que nous disposions d'une cyberassurance, ainsi que de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures de sauvegarde des données conçus de manière à nous protéger contre les atteintes à la sécurité des centrales, des infrastructures et des données ou à en limiter l'incidence, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes pour empêcher les atteintes à la sécurité ou, si ces atteintes se produisent, qu'elles seront réprimées de manière appropriée et en temps opportun. Nous surveillons étroitement la mise en œuvre de nos mesures de prévention et de détection pour gérer ces risques.

### Conjoncture économique générale

Les fluctuations de la conjoncture économique générale influent sur la demande de produits, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses d'investissement, la valeur de recouvrement nette des immobilisations corporelles, les coûts de financement, le risque de crédit et de liquidité, et le risque de contrepartie.

### Risque lié à la croissance

Notre plan d'affaires vise notamment la croissance grâce au repérage d'acquisitions appropriées ou à l'obtention de nouveaux projets de construction. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des occasions de croissance à l'avenir, de mener à bien des occasions de croissance qui augmenteront le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer ces occasions de croissance dans nos activités existantes. La mise en œuvre réussie de notre stratégie de croissance exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente, et que des ressources suffisantes soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de telles occasions et pour acquérir et intégrer avec succès ces actifs dans notre entreprise.

### Impôts sur le résultat

Nos activités sont complexes, et nos établissements sont situés dans plusieurs pays. Le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. La direction est d'avis que sa provision pour impôts sur le résultat est appropriée et conforme à la *Loi de l'impôt sur le revenu* et aux IFRS d'après toute l'information dont elle dispose.

La Société est assujettie aux lois, aux conventions et aux réglementations fiscales en constante évolution à l'intérieur des pays et entre ceux-ci. Diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons nos activités pourraient entraîner des changements au titre de la méthode de calcul des impôts différés ou pourraient entraîner des changements au titre de la charge d'impôts sur le résultat ou de la charge d'impôts autre que sur le résultat. Récemment, l'accent a été mis davantage sur les enjeux liés à la fiscalité des sociétés multinationales. Une modification dans les lois, les conventions ou les réglementations fiscales ou à l'égard de leur interprétation pourrait se traduire par une charge d'impôts sur le résultat ou une charge d'impôts autre que sur le résultat nettement plus élevée et susceptible d'avoir un effet néfaste important sur la Société.

La sensibilité de notre résultat net aux modifications du taux d'imposition est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'imposition	1	6 millions de dollars

### Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à divers litiges et à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de nos affaires. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris leur nature et leur bien-fondé, le montant en question et la disponibilité de garanties d'assurance. Il ne peut y avoir de garantie quant à l'issue favorable des litiges, réclamations et poursuites ou à l'incidence négative de nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, que ces dernières pourraient avoir sur la Société ou nos activités, nos résultats d'exploitation ou nos résultats financiers. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

### Autres éventualités

La Société souscrit des garanties d'assurance que la direction juge appropriées. Au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2021, une restriction de garantie a été ajoutée uniquement à l'égard des pertes découlant de la défaillance des fondations des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Aucun autre changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2021. Les garanties d'assurance de la Société ne seront peut-être pas offertes à l'avenir à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Rien ne garantit que nos garanties d'assurance seront totalement suffisantes pour compenser les pertes subies. Dans l'éventualité d'un événement économique majeur, il se pourrait que les assureurs ne puissent pas payer la totalité des réclamations. Tous nos contrats d'assurance sont assujettis à des exclusions standard.

## Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la majorité de notre effectif qui soutient et réalise notre CIIF et nos CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale. La direction a examiné les changements résultant des mesures prises en réponse à la COVID-19 et a l'assurance raisonnable que les modifications apportées aux processus n'ont pas eu, ou ne sont pas raisonnablement susceptibles d'avoir, une incidence importante sur le CIIF ou les CPCI.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («cadre de travail de 2013») pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109 ainsi qu'aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la portée de l'évaluation ne comprenait pas les contrôles internes à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. Les parcs solaires en Caroline du Nord ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2021, étant donné que l'acquisition s'est faite peu de temps avant la fin de l'exercice. De plus amples renseignements concernant l'acquisition sont présentés à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les comptes des parcs solaires en Caroline du Nord inclus dans les états financiers consolidés de 2021 de TransAlta représentaient 2 % de l'actif total et 5 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2021.

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2021, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.