

Rapport de gestion

Table des matières

RG2 Énoncés prospectifs	RG70 Instruments financiers
RG4 Description des activités	RG72 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG6 Faits saillants	RG79 Modifications comptables
RG9 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG80 Questions environnementales, sociales et de gouvernance
RG14 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG81 Accélération de la transformation de nos activités pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045
RG23 Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG82 Cibles de développement durable pour 2023 et au-delà
RG26 Faits saillants du quatrième trimestre	RG85 Performance en matière de développement durable de 2022
RG28 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre	RG87 Décarbonation de notre combinaison énergétique
RG29 Principales informations trimestrielles	RG95 Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
RG31 Situation financière	RG101 Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
RG33 Capital financier	RG112 Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies
RG40 Autre analyse consolidée	RG117 Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives
RG42 Flux de trésorerie	RG124 Favoriser un effectif diversifié et inclusif
RG43 Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS	RG128 Pratiques progressistes de gérance environnementale
RG55 Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables	RG136 Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût
RG56 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS	RG137 Gouvernance du développement durable
RG60 Perspectives pour 2023	RG139 Gouvernance et gestion du risque
RG64 Stratégie et capacité de produire des résultats	RG155 Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2022 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2022 pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. 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 2022. 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 22 février 2023. 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, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse 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 *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (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. Les énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «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 estimé de 3,6 milliards de dollars qui devrait générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars; les projets en construction de la Société, y compris le moment de la mise en service, le BAIIA annuel prévu et les coûts connexes, notamment le projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, le projet de parc éolien Garden Plain et le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith de 132 kV; le projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Montem et les projets d'énergie renouvelable connexes; l'exécution de la filière à un stade avancé et aux premiers stades de développement de la Société, y compris la taille, le coût et le BAIIA prévu de ces projets; l'expansion de la filière aux premiers stades de développement de la Société à 5 GW; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; les perspectives financières pour 2023 (comme elles sont définies ci-après), y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé par action; la capacité de la Société d'accroître la valeur pour les actionnaires au moyen de l'OPRA (comme elle est définie ci-après); la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; les travaux de restauration des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, y compris le calendrier et les coûts des travaux de restauration, l'incidence de ces travaux de réfection sur les produits des activités ordinaires de la Société et le projet éventuel de stockage par batteries aux installations de Kent Hills et de rééquipement de ces installations; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; 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), le projet de Règlement sur l'électricité propre, le Règlement sur les combustibles propres et le Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre et 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 ou d'un traitement fiscal favorable pour des projets d'électricité propre; la valeur potentielle des crédits compensatoires de carbone; la modélisation et l'analyse de scénarios associées à la gestion des changements climatiques et la viabilité de la stratégie de la Société selon divers scénarios relatifs aux changements climatiques; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2023; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; les prix du gaz de l'AECO; 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 entre 2023 et 2025; et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables, à la condition que la conjoncture économique n'ait pas une incidence significative.

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 : 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; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 105 \$ le MWh et 135 \$ le MWh en 2023, le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant

entre 75 \$ US le MWh et 85 \$ US le MWh en 2023, et les prix du gaz de l'AECO de 4,60 \$ le GJ en 2023; les volumes couverts et les prix en 2023; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 140 millions de dollars et 170 millions de dollars en 2023; la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie variant entre 90 millions de dollars et 110 millions de dollars en 2023; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service en Alberta; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable; aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société; le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; et aucune diminution des dividendes à recevoir 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 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 et toute autre approbation de tiers dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; les risques liés aux projets de mise en valeur et de construction, notamment en ce qui concerne les risques liés à l'augmentation des dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, les litiges avec les entrepreneurs et les retards possibles dans la construction ou la mise en service de ces projets; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; les fluctuations importantes du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien; des variations 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; la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles ESG (comme elles sont définies ci-après); 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 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; des augmentations des coûts; l'incapacité de satisfaire aux conditions de clôture de l'acquisition d'une participation dans le projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Tent Mountain; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources d'énergie, y compris le gaz naturel, le charbon, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques opérationnels, les interruptions non planifiées, et les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire tout court, y compris en ce qui concerne la restauration et le remplacement des fondations des éoliennes aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills; 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'à l'échelle internationale; les hostilités armées, notamment la guerre en Ukraine et ses répercussions; la menace de terrorisme; les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires qui pourraient avoir une incidence négative sur nos activités; 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 risques de crise de santé publique, y compris d'éventuelles autres répercussions de la COVID-19; 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; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie; 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» de notre rapport de gestion annuel de 2022 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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 111 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs diversifiés géographiquement recourant à un large éventail d'intrants, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique. Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Notre plan de croissance de l'électricité propre, annoncé en 2021, continuera à renforcer notre position de leadership en matière d'électricité renouvelable. En 2022, notre capacité installée brute d'installations de production d'énergie renouvelable s'élevait à 2 828 MW et des projets d'énergie renouvelable d'une capacité de 600 MW étaient en cours de construction.

TransAlta effectue une transition active de ses activités afin de gérer les risques et les possibilités liés aux changements climatiques et a fait preuve de leadership en prenant des mesures pour s'attaquer aux questions liées aux changements climatiques. La Société ne produit plus d'électricité à partir du charbon au Canada. Depuis 2018, nous avons mis hors service une capacité de 4 464 MW de production à partir du charbon et avons converti au gaz naturel une capacité de 1 659 MW. Notre dernière centrale au charbon de l'État de Washington devrait être mise hors service à la fin de 2025.

Nous sommes en voie d'atteindre notre objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de 22 millions de tonnes d'éq. CO₂ ou 68 %.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2022 :

Au 31 décembre 2022		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	834	636	1 960	—	3 430
	Nombre de centrales	17	13	7	—	37
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ^{2, 3, 4}	—	6	1	—	2
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	88	751	645	—	1 484
	Nombre de centrales	7	9	3	—	19
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	6	11	9	—	10
États-Unis	Capacité installée brute (MW) ¹	—	519	29	671	1 219
	Nombre de centrales	—	7	1	2	10
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	11	3	3	7
Australie	Capacité installée brute (MW) ¹	—	—	450	—	450
	Nombre de centrales	—	—	6	—	6
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	—	16	—	16
Total	Capacité installée brute (MW)¹	922	1 906	3 084	671	6 583
	Nombre de centrales	24	29	17	2	72
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années)³	1	10	5	3	6

- 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 50 % 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 du secteur Hydroélectricité et de certains actifs gaziers et éoliens 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» du présent rapport de gestion 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 projet de 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.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Disponibilité ajustée (%)	90,0	86,6	90,7
Production (GWh)	21 258	22 105	24 980
Produits des activités ordinaires	2 976	2 721	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1 263	1 054	805
Coûts de conformité liés au carbone	78	178	163
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	521	511	472
BAlIA ajusté ^{1, 2}	1 634	1 286	917
Résultat avant impôts sur le résultat	353	(380)	(303)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4	(576)	(336)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	877	1 001	702
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2}	1 346	994	675
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	961	585	348
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,01	(2,13)	(1,22)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ³	0,21	0,19	0,22
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ³	1,20	1,02	1,27
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 4}	4,97	3,67	2,45
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 4}	3,55	2,16	1,27

Aux 31 décembre	2022	2021	2020
Total de l'actif	10 741	9 226	9 747
Total de la dette nette consolidée ^{1, 5}	2 854	2 636	2 974
Total des passifs non courants	5 864	4 702	5 376
Total du passif	8 752	6 633	6 311

- 1) 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'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.
- 2) Au cours de 2022, la composition de notre BAlIA ajusté a été modifiée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement.
- 3) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées des séries A, B, C, D, E et G. Les dividendes déclarés varient d'une période à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés et des taux variables trimestriels.
- 4) 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 était de 271 millions d'actions (271 millions d'actions en 2021 et 275 millions d'actions en 2020). 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.
- 5) 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.

La Société a dépassé la limite supérieure de ses prévisions relatives au BAIIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles au cours de l'exercice en affichant un rendement exceptionnel dans tous ses secteurs de production ainsi que dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Les installations hydroélectriques et au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta étaient bien placées pour tirer parti des possibilités découlant des excellentes conditions du marché au comptant. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a tiré profit d'un exercice complet d'exploitation au parc éolien Windrise et aux parcs solaires en Caroline du Nord. Le secteur Transition énergétique a affiché un solide rendement grâce à l'unité 2 de la centrale de Centralia, lequel a été compensé par les réductions liées à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance.

La **disponibilité ajustée** pour l'exercice 2022 s'est établie à 90,0 %, en regard de 86,6 % pour l'exercice 2021. L'augmentation s'explique principalement par la diminution des interruptions planifiées dans le secteur Gaz grâce à l'achèvement des conversions du charbon au gaz en 2021, par la fiabilité supérieure des unités converties au gaz par rapport aux unités alimentées au charbon et par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta et à l'unité 2 de la centrale de Centralia, partiellement contrebalancées par l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La **production** pour l'exercice 2022 s'est élevée à 21 258 gigawattheures («GWh»), par rapport à 22 105 GWh pour l'exercice 2021. La baisse de la production s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance et par l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Ces éléments ont été partiellement compensés par les facteurs suivants : une augmentation de la production du secteur Gaz attribuable à une plus grande disponibilité et à une optimisation accrue de la répartition des actifs en Alberta; une hausse de la production de la centrale de cogénération Ada; l'ajout du parc éolien Windrise mis en service au quatrième trimestre de 2021, la contribution des parcs solaires en Caroline du Nord acquis au quatrième trimestre de 2021 et les ressources éoliennes additionnelles dans l'est du Canada, le tout dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; et une augmentation de la production à l'unité 2 de la centrale de Centralia en 2022 dans le secteur Transition énergétique.

Les **produits des activités ordinaires** pour l'exercice 2022 ont augmenté de 255 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2021, ce qui s'explique principalement par la hausse des prix de l'énergie réalisés obtenus dans le marché de l'électricité en Alberta grâce à nos activités d'optimisation et d'exploitation et par la hausse des prix réalisés et des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité. Les produits des activités ordinaires, déduction faite des pertes réalisées et latentes des positions de couverture et de dérivés, ont également augmenté en raison de la hausse des prix marchands et des volumes à la centrale de Centralia. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a tiré profit d'une hausse de la production et d'une augmentation des ventes de crédits d'émission par rapport à l'exercice précédent.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de 209 millions de dollars en 2022 comparativement à ceux de 2021. Les secteurs Gaz et Transition énergétique ont connu une hausse du prix du gaz naturel et une augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités récemment converties. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par nos positions couvertes sur le gaz, la baisse des coûts du charbon et l'absence d'amortissement minier en raison de la cessation de toutes les activités d'extraction de charbon au Canada au 31 décembre 2021.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de 100 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021, en raison principalement d'une réduction des émissions de GES et de l'utilisation de nos crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du prix du carbone par tonne et par une hausse de la production dans le secteur Gaz. La réduction des émissions de GES est le résultat direct du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon dans le cadre des activités d'exploitation en Alberta, ce qui a entraîné des variations de la proportion de combustibles utilisés par la Société.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour l'exercice 2022 ont augmenté de 10 millions de dollars en regard de celles de l'exercice 2021. Compte non tenu de l'incidence des fonds reçus en 2021 au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada («SSUC»), les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté principalement en raison de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, et de la hausse des charges d'exploitation générales. En 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient un montant de 28 millions de dollars lié à une réduction de valeur au titre de stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon.

Le **BAIIA ajusté** a augmenté de 348 millions de dollars par rapport à celui de 2021, en grande partie en raison du solide rendement du portefeuille de centrales électriques en Alberta, grâce principalement aux centrales hydroélectriques et au gaz et aux parcs éoliens, du fait de la hausse des prix marchands et de l'optimisation de la répartition. Le BAIIA ajusté a également progressé grâce à la production supplémentaire des nouvelles installations, à l'augmentation des produits tirés des services auxiliaires, aux dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise, à la hausse des produits liés aux attributs environnementaux dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et à la baisse des coûts de conformité liés au carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse du BAIIA ajusté découlant de la mise hors service des centrales au charbon en Alberta dans le secteur Transition énergétique, une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liée aux montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société et une augmentation des charges d'exploitation générales. Les variations du BAIIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour l'exercice 2022 a augmenté de 733 millions de dollars par rapport à celui de l'exercice 2021. Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour l'exercice 2022 s'est établi à 4 millions de dollars, comparativement à une perte de 576 millions de dollars pour l'exercice 2021. En 2022, la Société a tiré profit de l'augmentation des produits des activités ordinaires, déduction faite des pertes réalisées et latentes des positions de couverture et de dérivés, et de la baisse des coûts de conformité liés au carbone, en partie contrebalancées par l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité, l'augmentation de l'amortissement due au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines installations, la hausse de la charge d'intérêts découlant des coûts accrus de soutien des activités de négociation et de couverture et l'augmentation de la charge au titre de la désactualisation des provisions, en partie compensés par une hausse des produits d'intérêts et une augmentation de la charge d'impôt sur le résultat découlant d'une hausse du résultat avant impôts et des ajustements au titre de l'impôt de la période considérée et des périodes antérieures aux États-Unis afin de réduire l'impôt au comptant. En outre, au cours de 2022, la Société a comptabilisé des dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise. Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2021 avait été considérablement touché par une hausse des imputations pour dépréciation d'actifs résultant des décisions de la Société de fermer la mine de Highvale, d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 4 de la centrale de Sundance et l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** ont diminué de 124 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2021, en raison surtout des variations défavorables du fonds de roulement et d'une hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, contrebalancées en partie par une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux activités de gestion du risque, une augmentation des autres (produits) pertes d'exploitation, montant net, et une baisse des coûts de conformité liés au carbone.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 961 millions de dollars contre 585 millions de dollars en 2021, ce qui représente une augmentation de 376 millions de dollars attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté, à des variations favorables des provisions par rapport à 2021 et à une baisse des dépenses d'investissement de maintien liée à une diminution des travaux d'entretien planifiés. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de la charge d'impôt exigible, une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et une augmentation des frais de démantèlement et de remise en état réglés.

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 précédents :

Exercices clos les 31 décembre		2022	2021	2020
BAIIA ajusté¹	Objectif initial	1 065 – 1 185	960 – 1 080	925 – 1 000
	Objectif révisé ²	1 380 – 1 460	1 200 – 1 300	s. o.
	Réel ³	1 634	1 286	917
Flux de trésorerie disponibles¹	Objectif initial	455 – 555	340 – 440	325 – 375
	Objectif révisé ²	725 – 775	500 – 560	s. o.
	Réel ³	961	585	348

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) En novembre 2022, en raison de son solide rendement au troisième trimestre, la Société a révisé ses objectifs au titre du BAIIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles par rapport à la fourchette annoncée précédemment. En 2021, la Société a révisé le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles compte tenu de son solide rendement aux deuxième et troisième trimestres.

3) Le BAIIA ajusté et les flux de trésorerie disponibles réels de 2021 et de 2020 ont été révisés au cours du deuxième trimestre de 2022 pour les rendre conformes à la définition actuelle de la composition du BAIIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles. 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.

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.

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Total des dépenses d'investissement de maintien	142	199	157

Le total des dépenses d'investissement de maintien a diminué de 57 millions de dollars par rapport à celui de 2021, essentiellement en raison d'une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés aux fins de révision générale dans les centrales au gaz du fait des conversions du charbon au gaz achevées en 2021, contrebalancée en partie par une hausse des dépenses d'entretien planifiées pour les parcs éoliens et les centrales hydroélectriques et par des dépenses additionnelles liées à des améliorations locatives dans le secteur Siège social.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage au stade préliminaire

Le 16 février 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif visant à acquérir une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, actuellement détenu par Montem Resources Limited («Montem»). L'acquisition comprend les droits d'utilisation des terrains, les immobilisations corporelles et les droits de propriété intellectuelle associés au projet d'aménagement hydroélectrique par pompage. La Société versera à Montem environ 8 millions de dollars à la clôture de la transaction, ainsi que des paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars (environ 25 millions de dollars au total) sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Montem formeront un partenariat et géreront conjointement le projet, la Société agissant en tant que promoteur du projet. Le partenariat cherchera activement à conclure un contrat d'enlèvement au cours de la période de mise en valeur à l'égard des attributs énergétiques et environnementaux générés par l'installation. L'acquisition comprend également les droits de propriété intellectuelle associés à un électrolyseur d'hydrogène vert hors site de 100 MW et à un projet de parc éolien hors site de 100 MW. La clôture de la transaction, prévue en mars 2023, reste soumise aux conditions de clôture habituelles, y compris la réception par Montem de l'approbation des actionnaires.

Projet de réutilisation des cendres volantes à faible émission de carbone de TransAlta et Lafarge Canada

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu avec Lafarge Canada un accord qui permettra de faire progresser les projets de béton à faible émission de carbone en Alberta. Le projet consistera à réutiliser les cendres volantes mises en décharge, un déchet issu des activités de production d'électricité au charbon de la Société, qui ont pris fin en 2021. Les cendres seront utilisées pour remplacer le ciment dans la fabrication du béton.

Changements au conseil d'administration

Le 15 décembre 2022, la Société a annoncé la nomination de M^{me} Manjit Sharma au conseil d'administration (le «conseil» ou le «conseil d'administration») à compter du 1^{er} janvier 2023. M^{me} Sharma possède plus de 30 ans d'expérience dans divers secteurs d'activité. Elle a récemment occupé le poste de cheffe de la direction financière de WSP Canada Inc.

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

Appel public à l'épargne pour les obligations vertes de premier rang en dollars américains et publication du cadre des obligations vertes en prévision de l'émission inaugurale

Le 17 novembre 2022, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains («obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains»), à un taux nominal de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029. Y compris les effets des swaps de taux d'intérêt réglés, les billets ont un rendement effectif d'environ 5,98 %. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les paiements d'intérêts sur les obligations se font deux fois par année, soit le 15 novembre et le 15 mai, le premier paiement étant effectué le 15 mai 2023.

La Société a utilisé le produit net de l'émission des billets pour rembourser 100 millions de dollars prélevés sur sa facilité de crédit et pour pallier l'utilisation de la trésorerie au bilan afin de financer le remboursement intégral des billets de premier rang non garantis à 4,50 % de 400 millions de dollars américains de la Société.

La Société affectera un montant égal au produit net de ce placement au financement ou au refinancement de projets verts admissibles, nouveaux et existants, conformément à son cadre des obligations vertes (le «cadre»). Le cadre a reçu un avis de tiers de Sustainalytics qui en a vérifié la conformité aux principes des obligations vertes de l'International Capital Market Association.

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

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

Nouvelle facilité à terme

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu avec son syndicat bancaire une facilité de crédit à terme à taux variable de 400 millions de dollars d'une durée de deux ans («facilité à terme»), échéant le 7 septembre 2024. Au 31 décembre 2022, le montant total était prélevé sur la facilité à terme.

Résultats de la conversion des actions privilégiées de série E et de série F

Le 21 septembre 2022, un total de 89 945 actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E («actions de série E») ont été offertes à des fins de conversion, soit moins que le million d'actions requis pour donner effet aux conversions en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série F («actions de série F»). Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F.

Conclusion du renouvellement des contrats conclus avec la SIERE à l'égard de la centrale de cogénération de Sarnia et du parc éolien Melancthon 1

Au cours du troisième trimestre de 2022, TransAlta Renewables Inc., filiale de la Société, a annoncé que la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario lui avait octroyé des contrats de capacité visant la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 à la suite de l'appel d'offres lancé visant l'attribution de contrats de capacité de production à moyen terme. Les nouveaux contrats de capacité pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 s'échelonneront du 1^{er} mai 2026 au 30 avril 2031. Il est prévu que les contrats existants pour la centrale de cogénération de Sarnia et le parc éolien Melancthon 1 seront prolongés du 31 décembre 2025 et du 3 mars 2026, respectivement, jusqu'au 30 avril 2026. La Société prévoit une réduction d'environ 30 % de la marge brute de la centrale de cogénération de Sarnia en raison du plafond tarifaire fixé par la SIERE dans le cadre du nouveau contrat.

Prolongation de contrats industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia

Au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2022, la Société a conclu des contrats pour la fourniture d'électricité et de vapeur provenant de la centrale de cogénération de Sarnia avec trois de ses anciens clients industriels et avec trois de ses nouveaux clients, qui étaient auparavant des services publics revendus dans le cadre du contrat d'un ancien client. Suivant les efforts de conclusion de contrats en 2021 et 2022, la centrale de cogénération de Sarnia a fait l'objet de nouveaux contrats visant la totalité de sa production, sans interruption des conditions de livraison des clients. Les contrats s'échelonnent jusqu'au 30 avril 2031 pour quatre clients, et jusqu'au 31 décembre 2032 pour les trois autres.

TransAlta se dote d'une nouvelle image de marque, réitérant son engagement à l'égard d'un avenir énergétique propre

Le 20 juin 2022, la Société a annoncé et lancé une nouvelle marque, y compris son logo et sa signature «Énergiser l'avenir». La nouvelle identité visuelle reflète mieux la nouvelle réalité de TransAlta tout en renforçant l'orientation de la Société à titre de chef de file de la création d'un avenir carboneutre.

Résultats de la conversion des actions privilégiées de série C et de série D

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

La Cour d'appel maintient sa sentence arbitrale favorable à l'égard du cas de force majeure de TransAlta

Le 9 juin 2022, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu une décision unanime rejetant les demandes d'ENMAX Energy Corporation («ENMAX») et du Balancing Pool de faire annuler une sentence arbitrale en faveur de la Société. La Cour d'appel a accueilli la réclamation pour cause de force majeure qui a été déposée lorsque l'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise à l'arrêt forcé en 2013. Par suite de cette décision, la réclamation pour cause de force majeure de la Société est toujours valide, et les coûts associés au cas de force majeure ne seront pas réévalués au détriment de TransAlta.

Règlement du litige relatif au cas de force majeure lié au stator de l'unité 2 de la centrale de Keephills

Après l'interruption pour cas de force majeure du stator de l'unité 1 de Keephills en 2013, il avait été établi que l'unité 2 de Keephills pourrait subir une défaillance semblable du stator avant la prochaine interruption planifiée. Par conséquent, la Société avait mis hors service l'unité 2 de Keephills du 31 janvier 2014 au 15 mars 2014 afin d'effectuer un rembobinage complet du stator du générateur et avait invoqué un cas de force majeure. Le Balancing Pool a contesté ce cas de force majeure, mais le différend a été mis en suspens dans l'attente de l'issue du différend relatif au cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills qui a récemment été réglé. La Société et le Balancing Pool ont récemment réglé ce différend, entraînant la résolution des deux réclamations pour cause de force majeure liées aux stators.

Mise à jour sur le parc éolien de Kent Hills

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables a annoncé le plan de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Outre cette annonce, TransAlta Renewables a modifié et prolongé ses CAÉ avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick («Énergie NB») visant les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, faisant en sorte que la durée contractuelle initiale est prolongée de 10 ans, soit jusqu'en décembre 2045, et que les prix contractuels initiaux sont réduits de 10 % entre janvier 2023 et décembre 2033. En outre, les deux parties ont convenu de collaborer de bonne foi à l'évaluation de l'installation d'un système de stockage d'énergie par batteries à Kent Hills et d'envisager le rééquipement éventuel de Kent Hills à la fin de sa vie, en 2045. La Société a également obtenu une renonciation au titre des obligations sans recours du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») auprès des porteurs d'obligations et a conclu avec eux un acte de fiducie complémentaire afin de faciliter la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Pour plus de précisions, se reporter au secteur Énergie éolienne et énergie solaire de la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Acceptation par la TSX de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités

Le 24 mai 2022, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») 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 17 mai 2022. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la TSX ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2022 et se termine le 30 mai 2023, 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.

L'OPRA fournit à la Société une option de rechange pour la répartition du capital dans l'optique d'assurer la génération de valeur à long terme pour les actionnaires. Le conseil d'administration et la direction de TransAlta sont d'avis que, parfois, le cours des actions ordinaires sur le marché ne reflète pas leur valeur sous-jacente et que le fait de racheter des actions ordinaires aux fins d'annulation dans le cadre de l'OPRA pourrait permettre d'améliorer la valeur pour les actionnaires.

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

Projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith

Le 3 mai 2022, TransAlta Renewables a exercé son option lui permettant d'acquérir une participation financière dans l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie-Occidentale, qui viendra soutenir les activités d'exploitation de BHP Nickel West («BHP») dans le nord de la région de Goldfields. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, d'une durée de 15 ans, et devrait être achevé au deuxième semestre de 2023. Le projet facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

Conclusion d'un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW au parc éolien Garden Plain

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW d'électricité renouvelable et des attributs environnementaux pour le projet de parc éolien Garden Plain, en Alberta, avec un nouveau client de première qualité reconnu mondialement. Le projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW annoncé en mai 2021 visé par un CAÉ de 100 MW conclu avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») est désormais entièrement visé par des contrats dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans. Les travaux de construction du parc sont en cours et sa mise en service est prévue au premier semestre de 2023.

Placement dans Energy Impact Partners

Le 5 mai 2022, la Société s'est engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 (le «Fonds Frontier») d'Energy Impact Partners («EIP»). En 2022, la Société a investi 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains). Le placement de la Société dans le Fonds Frontier lui permet d'investir dans des technologies émergentes à partir d'un portefeuille et lui donne l'occasion de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer de nouvelles technologies qui faciliteront la transition vers la carboneutralité.

Mise à jour concernant le client des projets de parcs éoliens White Rock

Au deuxième trimestre de 2022, TransAlta a identifié Amazon Energy LLC («Amazon») comme le client pour les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu avec Amazon deux CAÉ à long terme visant la fourniture de la totalité de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux des projets. Les activités de construction ont commencé à l'automne 2022 et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira et exploitera les installations et en sera propriétaire.

Rehaussement de la note attribuée par MSCI au regard des questions environnementales, sociales et de gouvernance

Au deuxième trimestre de 2022, MSCI a rehaussé la note au regard des questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG») de TransAlta, la faisant passer de «BBB» à «A». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs. En 2021, la Société a accru sa capacité installée d'énergie renouvelable de 15 % grâce à l'acquisition et à la construction d'installations d'énergie solaire et éolienne, et a conclu des contrats visant des projets d'énergie renouvelable supplémentaires d'une capacité de 600 MW. Conformément à son objectif de réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015, TransAlta a également achevé la conversion du charbon au gaz de ses centrales alimentées au charbon en 2021, en avance de neuf ans par rapport au plan de l'Alberta visant l'élimination du charbon.

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

Le 5 avril 2022, TransAlta a annoncé la conclusion d'un contrat d'achat d'énergie renouvelable à long terme avec une filiale de Meta Platforms Inc. («Meta»), anciennement Facebook Inc., visant la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW qui sera situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du parc éolien Horizon Hill. Le parc éolien comprendra un total de 34 éoliennes Vestas. La construction a commencé à l'automne 2022 et la mise en service devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023. TransAlta construira et exploitera le parc éolien et en sera propriétaire.

Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

Les informations sectorielles sont préparées selon les mêmes modalités que celles utilisées par la Société pour gérer ses activités, évaluer ses résultats financiers et prendre ses principales décisions opérationnelles.

Résultats consolidés

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

Exercices clos les 31 décembre	Production moyenne à long terme (GWh) ¹			Production réelle (GWh) ²			BAIIA ajusté ³		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021 ⁴	2020 ⁴
Hydroélectricité	2 015	2 030	2 030	1 988	1 936	2 132	527	322	105
Énergie éolienne et énergie solaire	4 950	4 345	3 916	4 248	3 898	4 069	311	262	248
Énergies renouvelables	6 965	6 375	5 946	6 236	5 834	6 201	838	584	353
Gaz				11 448	10 565	10 780	629	488	367
Transition énergétique				3 574	5 706	7 999	86	133	175
Commercialisation de l'énergie							183	166	103
Siège social							(102)	(85)	(81)
Total				21 258	22 105	24 980	1 634	1 286	917
Résultat avant impôts sur le résultat							353	(380)	(303)

1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2022, 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. La production moyenne à long terme (GWh) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, compte non tenu des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui ne sont actuellement pas en service, s'établit à 4 563 GWh.

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 à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

4) Des ajustements ont été apportés aux secteurs Gaz et Commercialisation de l'énergie pour tenir compte de l'incidence des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées. Se reporter à «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» sous la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	922	925	925
Production moyenne à long terme (GWh)	2 015	2 030	2 030
Disponibilité (%)	96,7	92,4	93,2
Production			
Production visée par des contrats (GWh)	323	434	2 056
Production marchande (GWh)	1 665	1 502	76
Total de la production d'énergie (GWh)	1 988	1 936	2 132
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	3 124	2 897	2 857
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ³	328	185	87
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{3,4}	42	41	45
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ²	236	160	66
Paiements de capacité ⁵	—	—	60
Produits tirés des attributs environnementaux	1	1	—
Total des produits des activités ordinaires bruts	607	387	258
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁶	—	(4)	(106)
Produits des activités ordinaires⁷	607	383	152
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	16	8
Marge brute⁷	585	367	144
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	42	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	2
BAIIA ajusté⁷	527	322	105
Informations complémentaires :			
Produits des activités ordinaires bruts par MWh			
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh)	197	123	51
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	76	55	23
Dépenses d'investissement de maintien	35	26	20

1) Au quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu la vente de deux actifs hydroélectriques, ce qui a entraîné une baisse de capacité de 3 MW.

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

3) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et en Ontario, les centrales hydroélectriques en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta) et les produits des activités ordinaires tirés du transport.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés 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.

5) Les paiements 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 du Roi du gouvernement de l'Alberta. Le CAÉ est venu à échéance le 31 décembre 2020.

6) Le montant net du paiement 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. Le montant pour 2021 a trait à des ajustements au paiement final aux termes des CAÉ en Alberta.

7) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des autres produits 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.

2022

La disponibilité pour 2022 a augmenté par rapport à celle de 2021, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production pour 2022 a augmenté de 52 GWh par rapport à celle de 2021, en raison surtout d'une plus grande disponibilité.

Les volumes des services auxiliaires pour 2022 ont augmenté de 227 GWh par rapport à ceux de 2021, en raison d'une plus grande disponibilité et d'une hausse de la demande.

Le BAIIA ajusté pour 2022 a augmenté de 205 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de la hausse des prix marchands, d'un accroissement de la production et d'une augmentation des prix et des volumes pour les services auxiliaires sur le marché de l'Alberta, le tout contrebalancé en partie par une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice liée à l'augmentation des primes d'assurance pour la mise à jour de la couverture de la valeur de remplacement et des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement de maintien pour 2022 ont augmenté de 9 millions de dollars par rapport à celles de 2021, en raison d'une hausse des travaux d'entretien planifiés en 2022.

2021

La disponibilité pour 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 de celle de 2020, sous l'effet essentiellement d'une baisse de la disponibilité 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^{er} 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.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	1 906	1 906	1 572
Production moyenne à long terme (GWh)	4 950	4 345	3 916
Disponibilité (%)	83,8	91,9	95,1
Production visée par des contrats (GWh)	3 182	2 850	2 871
Production marchande (GWh)	1 066	1 048	1 198
Total de la production (GWh)	4 248	3 898	4 069
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	357	320	311
Produits tirés des attributs environnementaux	50	28	23
Produits des activités ordinaires²	407	348	334
Coûts du combustible et des achats d'électricité	31	17	25
Coûts de conformité liés au carbone	1	—	—
Marge brute²	375	331	309
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	68	59	53
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	10	8
Autres produits d'exploitation, montant net ²	(16)	—	—
BAIIA ajusté²	311	262	248
Informations complémentaires :			
Dépenses d'investissement de maintien	18	13	13
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills³	77	—	—
Indemnité d'assurance – Kent Hills	(7)	—	—

1) La capacité installée brute en 2022 et 2021 comprend une capacité supplémentaire liée aux nouvelles installations : le parc éolien Windrise (206 MW), les parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW) et le parc éolien Oldman (4 MW).

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des autres produits 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.

3) Les dépenses d'investissement liées à la réfection des unités du parc éolien Kent Hills sont séparées des dépenses d'investissement de maintien en raison de la nature extraordinaire de ces dépenses, qui ont été prises en compte de façon distincte.

2022

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué par rapport à celle de 2021, surtout en raison de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 350 GWh par rapport à celle de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production attribuable à l'ajout du parc éolien Windrise et l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021, ainsi qu'à l'accroissement des ressources éoliennes dans l'est du Canada, le tout contrebalancé en partie par la baisse de la production découlant de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour 2022 a augmenté de 49 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de l'augmentation de la production, de la hausse des prix marchands réalisés en Alberta, de l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux et de la comptabilisation des dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse de la production découlant de l'interruption prolongée aux unités du parc éolien de Kent Hills et par une hausse des tarifs de transport et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord. Un ajustement favorable ponctuel découlant du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO a été inclus en 2021.

Les dépenses d'investissement de maintien pour 2022 ont augmenté de 5 millions de dollars par rapport à celles de 2021, en raison d'un nombre accru de remplacements de composantes principales en 2022.

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 par batteries WindCharger ainsi que du résultat additionnel tiré 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 de la provision au titre des pertes de réseau établies par l'AESO comptabilisée 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.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

À l'heure actuelle, les unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ne sont pas en service en raison de la défaillance de la tour survenue en septembre 2021. Cet événement a réduit temporairement la capacité de production brute d'environ 150 MW, cette mise hors service permettant à la Société de remplacer les fondations des 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. L'interruption prolongée devrait entraîner un manque à gagner sur les produits d'environ 3 millions de dollars par mois sur une base annualisée (dans la mesure où 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. Chaque éolienne des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sera remise en service dès que ses fondations auront été remplacées et que l'éolienne aura été réassemblée et testée.

La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est bien avancée. La plupart des tours ont été entièrement démontées, y compris les fondations, qui ont été retirées. La construction des nouvelles fondations va bon train et l'équipe a commencé à ériger les premiers tronçons des tours des éoliennes sur les nouvelles fondations. De plus, les nouvelles composantes d'éoliennes destinées à remplacer l'unité endommagée ont été livrées sur le site. Les travaux de réfection devraient être achevés au deuxième semestre de 2023. Les dépenses d'investissement sont maintenant estimées à environ 120 millions de dollars, ce qui comprend une indemnité d'assurance.

La Société évalue activement les options qui s'offrent à elle pour recouvrer les coûts de réfection.

Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	3 084
Disponibilité (%)	94,6	85,7	87,7
Production visée par des contrats (GWh)	3 609	3 622	7 280
Production marchande (GWh)	7 927	7 084	3 698
Achats d'électricité (GWh)	(88)	(141)	(198)
Total de la production (GWh)	11 448	10 565	10 780
Produits des activités ordinaires ¹	1 521	1 126	848
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	637	374	221
Coûts de conformité liés au carbone	83	118	120
Marge brute¹	801	634	507
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	195	173	166
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	13	13
Autres produits d'exploitation, montant net	(38)	(40)	(39)
BAIIA ajusté¹	629	488	367
Informations complémentaires :			
Dépenses d'investissement de maintien :	41	128	87

1) 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.

2022

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celle de 2021, surtout en raison d'une baisse des interruptions planifiées découlant de l'achèvement des conversions du charbon au gaz en 2021 et d'une fiabilité accrue des unités converties au gaz par rapport aux unités alimentées au charbon.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 883 GWh par rapport à celle de 2021, du fait surtout d'une plus grande disponibilité et de l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta et d'une production accrue de la centrale de cogénération Ada.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 141 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de la hausse des prix de l'énergie réalisés dans le cadre de l'optimisation de la répartition de nos actifs en Alberta, déduction faite des opérations de couverture, d'une hausse des prix marchands en Ontario, de la production de vapeur et de la baisse des coûts de conformité liés au carbone. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités récemment converties, la hausse des prix du gaz naturel et une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement de la Société et à la hausse des charges d'exploitation générales. Les coûts de conformité liés au carbone ont diminué en raison de la réduction des émissions de GES et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, en partie contrebalancées par une augmentation du prix du carbone par tonne et une hausse de la production. La réduction des émissions de GES est le résultat direct du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon dans le cadre des activités d'exploitation en Alberta. Le BAIIA ajusté pour 2021 avait également été touché par les interruptions non planifiées de fourniture de vapeur à court terme à la centrale de cogénération de Sarnia survenues en 2021.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué de 87 millions de dollars par rapport à celles de 2021, du fait essentiellement des conversions du charbon au gaz achevées en 2021.

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 121 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 à notre centrale de cogénération de Sarnia, d'une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux nouveaux projets en construction aux termes du CAÉ avec BHP, et les 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.

Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	671	1 472	2 548
Disponibilité (%)	77,2	75,3	82,6
Disponibilité ajustée (%) ²	79,0	78,8	91,3
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 329	5 526
Volume des ventes marchandes (GWh)	3 951	6 052	6 248
Achats d'électricité (GWh)	(3 706)	(3 675)	(3 775)
Total de la production (GWh)	3 574	5 706	7 999
Produits des activités ordinaires ³	724	728	690
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	566	432	352
Coûts de conformité liés au carbone	(1)	60	48
Marge brute³	159	236	290
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	69	97	106
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	6	9
BAIIA ajusté³	86	133	175
Informations complémentaires :			
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	12	6	7
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	16	9	7
Dépenses d'investissement de maintien	19	19	22

1) La capacité installée brute pour 2022 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Keephills (395 MW, mise hors service le 31 décembre 2021) et de l'unité 4 de la centrale de Sundance (406 MW, mise hors service le 31 mars 2022). 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).

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.

2022

La disponibilité ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a été comparable à celle de 2021, l'augmentation de la disponibilité découlant de la baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia ayant été contrebalancée en partie par la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance en 2022 et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2021.

La production a diminué de 2 132 GWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 par rapport à celle de 2021, en raison essentiellement de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, en partie contrebalancée par une augmentation de la production découlant d'une plus grande disponibilité à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté a diminué de 47 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de 2021, du fait essentiellement de la mise hors service des actifs alimentés au charbon en Alberta et de l'augmentation des coûts des achats d'électricité pendant les interruptions à la centrale de Centralia en 2022, compensées en partie par une hausse des prix marchands et contractuels et une augmentation de la production à la centrale de Centralia, une baisse des coûts du carbone en Alberta liée à l'utilisation de nos crédits de conformité pour régler l'obligation liée aux émissions de GES de 2021 et une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de la mise hors service du portefeuille de centrales alimentées au charbon en 2021.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia ont augmenté comparativement à celles de 2021 en raison de l'avancement des activités de remise en état.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont été comparables à celles de 2021.

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 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.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires ¹	218	202	133
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	36	30
BAIIA ajusté¹	183	166	103

1) 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.

2022

Le BAIIA ajusté pour 2022 a augmenté de 17 millions de dollars par rapport à celui de 2021. Les résultats ont dépassé les attentes pour le secteur en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains. La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme sur les marchés de négociation, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

2021

Le BAIIA ajusté pour 2021 a augmenté de 63 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.

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	101	84	80
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
BAIIA ajusté	(102)	(85)	(81)
BAIIA ajusté	(102)	(85)	(81)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	1	(4)	3
Fonds reçus au titre de la SSUC	—	(8)	—
Fonds reçus au titre de la SSUC utilisés en soutien à la création d'emplois supplémentaires	5	3	—
BAIIA ajusté, compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total et de la SSUC	(96)	(94)	(78)
Informations complémentaires :			
Dépenses d'investissement de maintien :	29	13	14

2022

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué de 17 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société. Le BAIIA ajusté de 2021 avait bénéficié des fonds reçus au titre de la SSUC et des profits réalisés sur le swap sur rendement total.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 16 millions de dollars par rapport à celles de 2021, principalement en raison d'une hausse des dépenses liées aux améliorations locatives associées au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

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.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités :

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ¹	Commer- cialisation de l'énergie ²	Siège social	Total
Alberta	515	114	404	(18)	183	(102)	1 096
Canada, sans l'Alberta	12	106	87	—	—	—	205
États-Unis	—	91	8	104	—	—	203
Australie	—	—	130	—	—	—	130
BAIIA ajusté³	527	311	629	86	183	(102)	1 634
Résultat avant impôts sur le résultat							353

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ¹	Commer- cialisation de l'énergie ²	Siège social	Total
Alberta	308	63	263	59	166	(85)	774
Canada, sans l'Alberta	14	120	75	—	—	—	209
États-Unis	—	79	10	74	—	—	163
Australie	—	—	140	—	—	—	140
BAIIA ajusté^{3, 4}	322	262	488	133	166	(85)	1 286
Résultat avant impôts sur le résultat							(380)

- 1) L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 31 mars 2022.
- 2) Le BAIIA ajusté du secteur Commercialisation de l'énergie a été reclassé dans la région de l'Alberta pour refléter où se déroulent les activités.
- 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.
- 4) En 2022, des ajustements ont été faits à l'égard des secteurs Gaz et Commercialisation de l'énergie pour tenir compte de l'incidence des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées pour ces secteurs en 2021. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

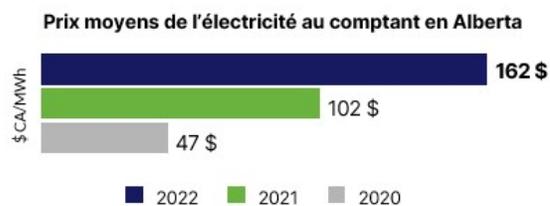
Portefeuille de centrales électriques en Alberta

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.

Environ 52 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, une centrale de stockage par batteries, des centrales de cogénération et des centrales thermiques converties au gaz naturel. Certaines centrales éoliennes et centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont exploitées en vertu de contrats à long terme. L'optimisation du rendement du portefeuille 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. Cela 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. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

La demande annuelle de l'Alberta a augmenté d'environ 1,7 % de 2021 à 2022, du fait d'une reprise de l'économie après la pandémie de COVID-19, de la demande accrue de climatisation résidentielle en été et des conditions de marché plus favorables pour les produits de base liés à l'énergie qui ont soutenu la demande d'électricité. Le prix moyen du pool a augmenté, passant de 102 \$/MWh en 2021 à 162 \$/MWh en 2022. Les prix du pool ont été plus élevés du deuxième au quatrième trimestre de 2022 par rapport à ceux de 2021, en raison d'une hausse de la demande dans la province, de prix du gaz naturel et du carbone plus élevés et d'une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes. Les mois d'août et de décembre, en particulier, ont été marqués par une forte demande liée aux conditions météorologiques dans la province.



Exercices clos les 31 déc.	2022					2021					2020				
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total électricité	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total électricité	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Total de la production (GWh) ¹	1 665	1 686	8 106	19	11 476	1 586	1 319	7 281	2 591	12 777	1 779	1 320	7 732	2 865	13 696
Production visée par des contrats (GWh)	—	620	526	—	1 146	—	271	509	—	780	1 703	122	4 223	2 187	8 235
Production marchande (GWh)	1 665	1 066	7 580	19	10 330	1 586	1 048	6 772	2 591	11 997	76	1 198	3 509	678	5 461
Produits des activités ordinaires ²	583	155	989	6	1 733	358	97	674	257	1 386	126	57	482	207	872
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	18	21	442	5	486	13	9	258	92	372	6	15	151	73	245
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	70	(1)	70	—	—	96	60	156	—	—	120	48	168
Marge brute	565	133	477	2	1 177	345	88	320	105	858	120	42	211	86	459

- 1) Au cours des périodes précédentes, les unités des secteurs Gaz et Transition énergétique fonctionnaient au charbon. L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 31 mars 2022.
- 2) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées afin de refléter les produits réalisés au cours de l'exercice.
- 3) Les ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité tiennent compte de l'incidence de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et de la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale en 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit 11 476 GWh d'énergie, une baisse de 1 301 GWh par rapport à 2021. La production a subi l'incidence de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills le 31 décembre 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance le 31 mars 2022. La baisse de la production découlant de la mise hors service d'actifs a été contrebalancée en partie par une hausse de la production visée par des contrats attribuable principalement au parc éolien Windrise, mis en service au quatrième trimestre de 2021, et par une hausse de la production marchande grâce à une plus grande disponibilité dans le secteur Hydroélectricité. La hausse de la production marchande dans le secteur Gaz est liée à un nombre accru de possibilités sur le marché pour notre portefeuille de centrales marchandes alimentées au gaz au deuxième semestre de 2022.

La marge brute pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établie à 1 177 millions de dollars, une hausse de 319 millions de dollars par rapport à celle de 2021. Des marges marchandes plus élevées ont été réalisées grâce à l'optimisation de la répartition et à l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, qui ont plus que compensé l'augmentation des coûts du combustible découlant des prix plus élevés du gaz naturel en 2022 par rapport à ceux de l'exercice précédent. Les périodes de forte demande liée aux conditions météorologiques et les interruptions non planifiées ont créé des occasions pour chacun des types de sources d'énergie dans le portefeuille de centrales électriques en Alberta tout au long de l'exercice.

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

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	162 \$	102 \$	47 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	5,08 \$	3,39 \$	2,11 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	50 \$	40 \$	30 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ^{1,2}	126 \$	91 \$	64 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	197 \$	122 \$	— \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	76 \$	55 \$	— \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	90 \$	63 \$	— \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	194 \$	114 \$	— \$
Volume couvert (GWh) ^{2,3}	7 228	6 992	5 395
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh ²	86 \$	72 \$	54 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ⁴	60 \$	38 \$	23 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ⁴	9 \$	16 \$	16 \$

1) Le prix de l'électricité marchand réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité de la Société (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme et des produits des services auxiliaires) et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total des GWh produits sur une base marchande. En 2020, le prix réalisé était basé sur le prix moyen réalisé en raison du portefeuille faisant l'objet de CAÉ.

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

3) Les volumes couverts correspondent aux volumes de production, principalement dans le secteur Gaz.

4) Les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh et les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, et les coûts de conformité liés au carbone par MWh tiennent compte de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté de 35 \$ par MWh, comparativement à celui de la période correspondante de 2021. La hausse du prix marchand de l'électricité réalisé à l'échelle du portefeuille s'explique par une augmentation des prix du marché, une volatilité accrue des prix et l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie. Les prix au comptant par secteur ne tiennent pas compte des profits et des 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 2022, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de 22 \$ par MWh par rapport à ceux de l'exercice 2021, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et la hausse des coûts de transport du gaz à prix fixe, contrebalancées en partie par nos positions de couverture pour les prix du gaz et la baisse des coûts du charbon en raison de la fin des activités d'exploitation minière en 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont diminué de 7 \$ par MWh en comparaison de ceux de l'exercice 2021, en raison de la baisse des émissions de carbone résultant de la mise hors service de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES de 2021. Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté, pour passer de 40 \$ par tonne à 50 \$ par tonne; toutefois, la conversion à la production alimentée au gaz a en réalité réduit nos coûts de conformité liés aux émissions de GES, la combustion du gaz naturel produisant moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

Faits saillants du quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2022	2021
Disponibilité ajustée (%)	89,5	83,8
Production (GWh)	6 005	5 823
Produits des activités ordinaires	854	610
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	446	266
Coûts de conformité liés au carbone	27	39
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	157	130
BAIIA ajusté ^{2, 3}	541	243
Résultat avant impôts sur le résultat	7	(32)
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(163)	(78)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	351	54
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{2, 3}	459	186
Flux de trésorerie disponibles ^{2, 3}	315	79
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée	(0,61)	(0,29)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ⁴	0,11	0,10
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	0,34	0,25
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{2, 5}	1,71	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action ^{2, 5}	1,17	0,29

1) En 2021, un montant de 6 millions de dollars lié aux frais de service des centrales dans le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.

2) 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.

3) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été modifiée pour tenir compte de l'incidence des positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement.

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

5) 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 pour les trois mois clos le 31 décembre 2022 était de 269 millions d'actions (271 millions d'actions en 2021). 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.

Faits saillants financiers

Au quatrième trimestre de 2022, la Société a clôturé l'exercice en affichant un rendement exceptionnel dans tous les secteurs de production ainsi que dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta ont présenté une disponibilité élevée pendant les périodes de tarification de pointe, en raison de températures extrêmement froides et de périodes d'interruptions planifiées et non planifiées à l'échelle de la province. Le portefeuille de centrales électriques 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 2022 s'est établie à 89,5 %, comparativement à 83,8 % pour la période correspondante de 2021, en raison surtout du nombre moins élevé d'interruptions à nos centrales au gaz en Alberta et à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 a été de 6 005 GWh, comparativement à 5 823 GWh pour la période correspondante de 2021. La hausse de la production pour la période de trois mois de 2022 est attribuable à une augmentation de la disponibilité des centrales au gaz en Alberta dans le secteur Gaz et de l'unité 2 de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique, en partie contrebalancée par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance.

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 ont augmenté de 244 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, principalement en raison de la hausse des prix de l'énergie réalisés obtenus dans le marché de l'électricité de l'Alberta dans le cadre de nos activités d'optimisation et d'exploitation, et de l'augmentation des prix réalisés et des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité. Les produits des activités ordinaires ont aussi progressé du fait de la hausse des prix marchands et des volumes à l'unité 2 de la centrale de Centralia. Ces hausses ont été contrebalancées en partie par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de 180 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, comparativement à ceux de la période correspondante de 2021. L'augmentation s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et une consommation accrue de gaz naturel dans notre secteur Gaz, contrebalancées en partie par nos positions couvertes sur le gaz, la baisse des coûts du charbon et l'absence d'amortissement minier en raison de la cessation de toutes les activités d'extraction de charbon au Canada au 31 décembre 2021. De plus, les coûts du combustible et des achats d'électricité à la centrale de Centralia ont été plus élevés en raison de l'achat d'électricité à des prix plus élevés pour satisfaire à nos obligations contractuelles durant les périodes de hausse des prix marchands à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de 12 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 en regard de ceux de la période correspondante de 2021 du fait principalement 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 en partie par une augmentation de la production et une hausse 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 2022 ont augmenté de 27 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison surtout de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société et de la hausse des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance.

Le **BAIIA ajusté** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 a augmenté de 298 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en grande partie en raison de la hausse du BAIIA ajusté dans nos secteurs Hydroélectricité et Gaz, attribuable à la hausse des prix réalisés dans le marché de l'Alberta, de l'accroissement du BAIIA ajusté dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire grâce à l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada et à une hausse de la marge brute dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une baisse du BAIIA ajusté dans le secteur Transition énergétique découlant de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, contrebalancée en partie par une hausse des prix marchands réalisés et de la production à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** au quatrième trimestre de 2022 a été de 163 millions de dollars, contre une perte nette de 78 millions de dollars à la période correspondante de 2021, soit une augmentation de 85 millions de dollars. La perte nette en 2022 reflète l'augmentation de la dotation aux amortissements attribuable au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines centrales dans notre secteur Gaz, la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et l'augmentation de la charge d'impôts sur le résultat découlant d'une hausse du résultat avant impôts et des ajustements au titre de l'impôt de la période considérée et des périodes antérieures aux États-Unis afin de réduire l'impôt au comptant. Ces incidences défavorables ont été contrebalancées en partie par une baisse de la dépréciation d'actifs, une hausse des profits tirés de la vente d'actifs et autres attribuable au moment des ventes d'actifs et l'augmentation du BAIIA ajusté.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** du quatrième trimestre de 2022 ont augmenté de 297 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, principalement en raison de la hausse des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque, et des variations favorables du fonds de roulement dues aux fluctuations dans les comptes de garanties en lien avec les prix élevés des produits de base et la volatilité sur les marchés, le tout contrebalancé en partie par une augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité et une hausse de la charge d'impôt exigible.

Les **flux de trésorerie disponibles** pour le quatrième trimestre de 2022 se sont établis à 315 millions de dollars, contre 79 millions de dollars pour la période correspondante de 2021, en raison de la hausse du BAIIA ajusté attribuable à la performance du portefeuille de centrales électriques en Alberta et aux variations favorables des provisions par rapport à 2021, contrebalancées en partie par la hausse de la charge d'impôt exigible, l'augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, l'augmentation des pertes de change réalisées et la hausse des dépenses d'investissement de maintien.

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

Le BAIIA ajusté par secteur et le résultat avant impôts sur le résultat pour les trois mois clos les 31 décembre 2022 et 2021 sont présentés sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	BAIIA ajusté	
	2022	2021
Hydroélectricité	133	67
Énergie éolienne et énergie solaire	92	76
Gaz	264	103
Transition énergétique	19	37
Commercialisation de l'énergie	63	(11)
Siège social	(30)	(29)
Total du BAIIA ajusté	541	243
Résultat avant impôts sur le résultat	7	(32)

Le BAIIA ajusté pour le quatrième trimestre de 2022 a augmenté de 298 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 66 millions de dollars en raison de l'accroissement des produits des activités ordinaires provenant de la hausse des prix marchands et des services auxiliaires dans le marché de l'Alberta.
- Les résultats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont augmenté de 16 millions de dollars en raison de la hausse des prix marchands en Alberta, de l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada, de l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux, de la hausse des produits liés à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord, et de la comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise.

- Les résultats du secteur Gaz ont augmenté de 161 millions de dollars, principalement en raison de l'optimisation accrue de la répartition et de la hausse des prix marchands, déduction faite des opérations de couverture en Alberta et du règlement d'un contrat. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la hausse du coût du gaz naturel et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux charges d'exploitation générales.
- Les résultats du secteur Transition énergétique ont diminué de 18 millions de dollars en raison de la mise hors service des actifs alimentés au charbon en Alberta, en partie contrebalancée par une hausse de la production et une augmentation des prix contractuels et marchands à l'unité 2 de la centrale de Centralia.
- Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté de 74 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021. Les résultats ont dépassé les attentes en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains.
- Les coûts du siège social ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2021.

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 à la centrale de 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 2022	T2 2022	T3 2022	T4 2022
Produits des activités ordinaires	735	458	929	854
Résultat avant impôts sur le résultat	242	(22)	126	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	451	(129)	204	351
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	186	(80)	61	(163)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	0,69	(0,30)	0,23	(0,61)
	T1 2021	T2 2021	T3 2021	T4 2021
Produits des activités ordinaires	642	619	850	610
Résultat avant impôts sur le résultat	21	72	(441)	(32)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	257	80	610	54
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(30)	(12)	(456)	(78)
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée ²	(0,11)	(0,04)	(1,68)	(0,29)

1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 sont dus à des variations défavorables du fonds de roulement imputables surtout aux fluctuations dans les comptes de garanties liées à la hausse des prix des produits de base et à l'intensification de la volatilité sur les marchés.

2) Le résultat net (la perte nette) de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé 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.

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

- Hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation de la disponibilité globale pendant les périodes de tarification de pointe et de la hausse des prix de l'électricité en Alberta en 2022
- Hausse des prix du gaz naturel et augmentation de la consommation de gaz naturel pour les unités converties au gaz en 2021 et 2020
- Baisse des coûts liés au carbone en 2022 découlant de l'abandon du charbon et de l'utilisation de crédits de conformité liés aux énergies renouvelables pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES au deuxième trimestre de 2022
- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du quatrième trimestre de 2021 au quatrième trimestre de 2022, et qui devrait se poursuivre en 2023
- Répercussions des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises pour toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs et des taux d'actualisation pour toutes les périodes indiquées
- Échéancier accéléré des flux de trésorerie liés aux frais de démantèlement et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour endommagée du parc éolien de Kent Hills
- Comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise à chacun des trimestres de 2022
- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keepphills au quatrième trimestre de 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022
- Acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021
- Mise en service du parc éolien Windrise au quatrième trimestre de 2021
- Suspension du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021
- Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en 2021
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022, dont la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et la vente de matériel dans le secteur Gaz au troisième trimestre de 2021
- Interruptions non planifiées de la fourniture de vapeur à la centrale de cogénération de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Fonds reçus au titre de la SSUC en 2021
- 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
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a donné lieu à une augmentation de l'amortissement minier inclus dans le coût du charbon. Réduction de valeur des stocks de charbon aux trois premiers trimestres de 2021
- 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 du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO au cours du premier trimestre de 2021
- Fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain qui donnent lieu à des profits et des pertes de change sur les soldes de notre dette à long terme libellés en dollars américains qui ne sont pas désignés comme couvertures
- Fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôts sur le résultat d'un trimestre à l'autre. Augmentation de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2021 en raison essentiellement d'une réduction de valeur de l'impôt différé à l'égard d'une partie des activités canadiennes et de pertes de réévaluation à la valeur de marché des instruments de couverture.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2021 au 31 décembre 2022 :

Actif	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Augmentation (diminution)
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 134	947	187
Créances clients et autres débiteurs	1 589	651	938
Actifs de gestion du risque	709	308	401
Autres actifs courants ¹	282	291	(9)
Total des actifs courants	3 714	2 197	1 517
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	161	399	(238)
Immobilisations corporelles, montant net	5 556	5 320	236
Autres actifs non courants ²	1 310	1 310	—
Total des actifs non courants	7 027	7 029	(2)
Total de l'actif	10 741	9 226	1 515
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 346	689	657
Passifs de gestion du risque	1 129	261	868
Dettes à long terme et obligations locatives (courantes)	178	844	(666)
Autres passifs courants ³	235	137	98
Total des passifs courants	2 888	1 931	957
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations	3 475	2 423	1 052
Provision pour frais de démantèlement et autres	659	779	(120)
Passifs de gestion du risque (non courants)	333	145	188
Obligations au titre des prestations définies et autres	294	253	41
Autres passifs non courants ⁴	1 103	1 102	1
Total des passifs non courants	5 864	4 702	1 162
Total du passif	8 752	6 633	2 119
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 110	1 582	(472)
Participations ne donnant pas le contrôle	879	1 011	(132)
Total des capitaux propres	1 989	2 593	(604)
Total du passif et des capitaux propres	10 741	9 226	1 515

- 1) Comprennent les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, les stocks et les actifs détenus en vue de la vente.
- 2) Comprennent les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.
- 3) Comprennent le découvert bancaire, 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 d'impôt différé et les passifs sur contrat.

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

Fonds de roulement

Les actifs courants ont augmenté de 1 517 millions de dollars pour s'établir à 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022, contre 2 197 millions de dollars au 31 décembre 2021, du fait essentiellement de la vigueur des prix en Alberta, qui a augmenté les flux de trésorerie d'exploitation, de l'augmentation des créances clients et autres débiteurs découlant de la hausse des produits des activités ordinaires, de l'accroissement des garanties fournies et de l'augmentation des actifs de gestion du risque attribuable à la volatilité des prix du marché. Au 31 décembre 2022, la Société avait fourni des garanties au comptant de 304 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position de passif net.

Les passifs courants ont augmenté de 957 millions de dollars, passant de 1 931 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022, principalement en raison d'une augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer attribuable à l'augmentation des dettes fournisseurs découlant d'une hausse des activités de construction. De plus, la hausse des dettes fournisseurs dans le secteur Commercialisation de l'énergie, l'accroissement des garanties reçues liées aux obligations de contreparties et l'augmentation des passifs de gestion du risque sont principalement imputables à la volatilité des prix sur de nombreux marchés. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par le remboursement des billets de premier rang non garantis à 4,50 % d'un montant de 400 millions de dollars américains arrivant à échéance en 2022 et le reclassement des obligations de Kent Hills de 206 millions de dollars dans les passifs non courants, la Société ayant obtenu une renonciation et ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, ce qui a permis le reclassement dans la dette à long terme. Au 31 décembre 2022, la Société détenait des garanties au comptant reçues de 260 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net.

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 826 millions de dollars au 31 décembre 2022 (266 millions de dollars au 31 décembre 2021). Notre fonds de roulement a augmenté d'un exercice à l'autre essentiellement en raison du reclassement des obligations de Kent Hills des passifs courants aux passifs non courants, ainsi que du remboursement des billets de premier rang non garantis à 4,50 % d'un montant de 400 millions de dollars américains arrivant à échéance en 2022. L'augmentation d'un exercice à l'autre est également attribuable à une hausse de 187 millions de dollars de la trésorerie et à une augmentation de 938 millions de dollars des créances clients et autres débiteurs attribuable aux solides prix marchands en Alberta, y compris l'accroissement des garanties fournies, et à une augmentation de 401 millions de dollars des actifs de gestion du risque imputable essentiellement à la volatilité des prix du marché. L'augmentation a été contrebalancée en partie par une hausse de 657 millions de dollars des dettes fournisseurs, y compris les garanties détenues, et une augmentation de 868 millions de dollars des passifs de gestion du risque imputable surtout à la volatilité des prix du marché. Compte non tenu de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives de 178 millions de dollars (844 millions de dollars au 31 décembre 2021), l'excédent des actifs courants sur les passifs courants s'élevait à 1 004 millions de dollars au 31 décembre 2022 (1 110 millions de dollars au 31 décembre 2021), un peu moins qu'à l'exercice précédent.

Actifs non courants

Les actifs non courants ont diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022 par rapport à 7 029 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution est principalement attribuable à la baisse des actifs de gestion du risque en raison de la volatilité des prix sur de nombreux marchés et des règlements de contrats, contrebalancée essentiellement par une augmentation des immobilisations corporelles. Les ajouts aux immobilisations corporelles de 918 millions de dollars ont été surtout pour la construction des projets de parcs éoliens White Rock, Garden Plain et Horizon Hill, du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, les coûts de réfection de Kent Hills et d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés. Cette augmentation des immobilisations corporelles a été en partie contrebalancée par des révisions et des ajouts aux frais de démantèlement et de remise en état de 74 millions de dollars, la dépréciation d'actifs de 62 millions de dollars et l'amortissement de 538 millions de dollars.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022, par rapport à 4 702 millions de dollars au 31 décembre 2021, ce qui représente une augmentation de 1 162 millions de dollars attribuable principalement à une augmentation de 1 052 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives liée à la conclusion par la Société d'une facilité à terme à taux variable de 400 millions de dollars d'une durée de deux ans, qui était complètement utilisée au 31 décembre 2022, et à l'émission des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains. Les obligations de Kent Hills ont été reclassées dans la dette à long terme en 2022 par suite de la renonciation obtenue, ce qui a été contrebalancé par le reclassement, dans les passifs courants, des obligations sans recours de Pingston Power Inc. au cours de 2022. L'augmentation de 188 millions de dollars des passifs de gestion du risque est attribuable à la volatilité sur plusieurs marchés et à de nouveaux contrats, et a été contrebalancée par une baisse de 120 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions et une diminution de 41 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants.

Total des capitaux propres

Au 31 décembre 2022, la diminution de 604 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable à la perte au titre des autres éléments du résultat global de 424 millions de dollars, aux distributions de 187 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, au rachat d'actions de 54 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA et aux dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 103 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par le résultat net de 161 millions de dollars.

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 2022, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. DBRS Morningstar a renouvelé la note à titre d'émetteur et la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, soit BBB (faible), et la note de crédit des actions privilégiées de la Société, soit Pfd-3 (faible), toutes avec une perspective stable. De plus, S&P Global Ratings a renouvelé la note des titres de créance non garantis de premier rang et la note de crédit à titre d'émetteur 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	2022		2021		2020	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang						
Dettes avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	5	251	4	249	3
Dettes avec recours – billets de premier rang en dollars américains	934	18	888	16	886	13
Facilités de crédit	—	—	—	—	114	2
Facilité à terme	396	8	—	—	—	—
Divers	1	—	4	—	7	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(884)	(17)	(703)	(12)	(121)	(2)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(20)	—	(19)	—	(13)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	678	14	421	8	1 122	16
Autres passifs						
Débiteures échangeables	339	6	335	6	330	5
Dettes sans recours						
Obligation de TAPC Holdings LP	94	2	102	2	111	2
Obligation d'OCP	241	4	263	5	284	4
Obligations locatives	112	2	78	1	112	2
Total de la dette nette³ – TransAlta Corporation	1 464	28	1 199	22	1 959	29
TransAlta Renewables						
Dettes nettes présentées de TransAlta Renewables						
Facilité de crédit consentie	32	1	—	—	—	—
Obligation de Pingston	45	1	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	202	4	235	4	268	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	112	2	120	2	127	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	206	4	221	4	230	3
Obligation du parc éolien Windrise	170	3	171	3	—	—
Obligations locatives	23	—	22	—	22	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ⁴	(234)	(4)	(244)	(4)	(582)	(9)
Dettes au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables						
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ⁵	123	2	135	2	134	2
Dettes sans recours de South Hedland ⁵	711	14	732	13	772	11
Total de la dette nette³ – TransAlta Renewables	1 390	27	1 437	25	1 016	14
Total de la dette nette consolidée^{3, 6, 7}	2 854	55	2 636	47	2 975	43
Participations ne donnant pas le contrôle	879	17	1 011	18	1 084	16
Actions privilégiées échangeables ⁷	400	7	400	7	400	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	2 863	54	2 901	51	2 896	43
Actions privilégiées	942	18	942	17	942	14
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 695)	(51)	(2 261)	(40)	(1 486)	(22)
Total du capital	5 243	100	5 629	100	6 811	100

1) Au 31 décembre 2022, la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont présentés déduction faite du découvert bancaire.

2) Comprennent le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours, et comprennent également la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette, la valeur comptable de la dette connexe étant tributaire des variations des taux de change.

3) 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.

4) Comprennent un montant en trésorerie de 145 millions de dollars (158 millions de dollars australiens) détenu dans TransAlta Energy (Australia) PTY Ltd. et réservé pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.

5) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités américaines qui détiennent ces dettes et une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 786 millions de dollars australiens (800 millions de dollars australiens en 2021) de billets garantis de premier rang.

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

7) 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.

Nous avons continué de renforcer notre situation financière en 2022 et nous disposons de liquidités suffisantes pour financer notre stratégie de croissance.

Nous avons amélioré les liquidités et la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2022

- L'émission d'obligations vertes de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, assorties d'un taux d'intérêt nominal fixe de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029.
- Le remboursement des billets de premier rang non garantis à 4,50 % d'un montant de 400 millions de dollars américains échéant en 2022.
- La prolongation d'un an des facilités de crédit consortiales consenties jusqu'au 30 juin 2026 et des facilités de crédit bilatérales consenties jusqu'au 30 juin 2024.
- La clôture avec notre syndicat bancaire d'une facilité à terme à taux variable de 400 millions de dollars d'une durée de deux ans, échéant le 7 septembre 2024. La facilité à terme est assortie de taux d'intérêt qui varient selon l'option retenue (p. ex. le taux préférentiel canadien et le taux des acceptations bancaires).
- Le rachat et l'annulation de 4 342 300 actions ordinaires au prix moyen de 12,48 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 54 millions de dollars.

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 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.

Facilités de crédit

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

Au 31 décembre 2022	Crédit utilisé				
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Date d'échéance
Facilités de crédit					
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation	1 250	738	—	512	T2 2026
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	—	33	667	T2 2026
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	219	—	21	T2 2024
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	957	433	1 200	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	120	—	130	s. o.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	98	—	52	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	218	—	182	

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. Les lettres de crédit prélevées sur les facilités sans engagement réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consortiales consenties.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis

La Société possède des participations dans certains parcs éoliens 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 d'électricité annuelle réelle (MWh) dépasse un certain seuil, les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux sont tenus de verser un apport en espèces («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 de filiales 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.

Le tableau suivant présente de l'information concernant les accords de la Société sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux prévoyant l'admissibilité à des crédits d'impôt à la production :

Installation	Date de mise en service	Point de basculement prévu	Investissement initial de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux (\$)	Crédits d'impôt à la production annuels prévus (\$)	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)
Lakeswind	2014	2029	45	4	—	99 %
Big Level et Antrim	2019	2030	126	9	2	99 %
Skookumchuck ¹	2020	2029	121	10	—	99 %

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 Power Inc., 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, d'une valeur comptable globale de 1,8 milliard de dollars (1,9 milliard de dollars au 31 décembre 2021), 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 2022, à l'exception de Kent Hills Wind LP, comme il est mentionné ci-après, et de TAPC Holdings LP, qui a subi l'incidence d'une hausse des taux d'intérêt en 2022. 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 2023. Au 31 décembre 2022, un montant de 50 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2021) en trésorerie était assujetti 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.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a obtenu une renonciation et a ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. À la réception de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en circulation dans les passifs non courants, à l'exception des remboursements prévus du principal échéant dans les 12 prochains mois. Conformément à l'acte de fiducie complémentaire, Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés.

Échéances prévues de la dette

Entre 2023 et 2025, un montant de 839 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 400 millions de dollars de dette avec recours lié principalement à la facilité à terme, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours.

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	2022	2021	2020
Intérêt sur la dette	164	163	158
Intérêt sur les débetures échangeables	29	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	28	28	5
Produits d'intérêts	(24)	(11)	(10)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(16)	(14)	(8)
Intérêts sur les obligations locatives	7	7	8
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	27	20	25
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux ¹	(2)	(9)	1
Désactualisation des provisions	49	32	30
Charge d'intérêts nette	262	245	238

1) Le solde créditeur en 2022 concerne essentiellement l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal (aux crédits d'impôt à l'investissement en 2021) pour les parcs solaires en Caroline du Nord 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.

L'augmentation de la charge d'intérêts nette en 2022 est essentiellement attribuable à une augmentation de la charge au titre de la désactualisation des provisions, à une hausse des frais liés aux facilités de crédit et aux autres intérêts attribuables au nombre accru de lettres de crédit émises pour soutenir les activités de négociation et de couverture, ainsi qu'à la hausse des intérêts versés sur les garanties au comptant détenues à titre de sûreté pour les obligations de contreparties et à une baisse de la réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux, le tout en partie contrebalancé par une hausse des produits d'intérêts découlant de taux d'intérêt favorables, ainsi que par une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

Capital social

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

Aux	22 févr. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2021
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	268,2	268,1	271,0
Actions privilégiées			
Série A ¹	9,6	9,6	9,6
Série B ¹	2,4	2,4	2,4
Série C ²	10,0	10,0	11,0
Série D ²	1,0	1,0	—
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ³	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	39,0	39,0	39,0

1) Au cours du premier trimestre de 2021, la Société a converti 1 417 338 de ses 10 200 000 actions de série A et 871 871 de ses 1 800 000 actions de série B, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A.

2) Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a converti 1 044 299 de ses 11 000 000 d'actions de série C actuellement en circulation, à raison de une pour une, en actions de série D.

3) 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 2022 :

Date de déclaration	27 avril 2022	27 juillet 2022	8 novembre 2022	12 décembre 2022
Actions ordinaires (Date de paiement)	1^{er} juillet 2022	1^{er} octobre 2022	1^{er} janvier 2023	1^{er} avril 2023
Dividendes sur action ordinaire				
Actions ordinaires	0,0500	0,0500	0,0550	0,0550
Actions privilégiées (Date de paiement)	30 juin 2022	30 septembre 2022	31 décembre 2022	31 mars 2023
Dividendes sur action privilégiée (séries)				
Série A	0,17981	0,17981	0,17981	0,17981
Série B	0,16505	0,22099	0,33700	0,37991
Série C	0,25169	0,36588	0,36588	0,36588
Série D	0,25169	0,28841	0,40442	0,45578
Série E	0,32463	0,32463	0,43088	0,43088
Série G	0,31175	0,31175	0,31175	0,31175

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2022, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 31 décembre 2021) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la TSX 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 (50,01 % en 2021) qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales. La centrale de Sheerness était alimentée au bicarburant en 2021.

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 filiales.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué de 1 million de dollars par rapport à celui de l'exercice 2021, dû au fait que la hausse du résultat net de TA Cogen a été compensée par une baisse du résultat net de TransAlta Renewables. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TA Cogen a augmenté de 29 millions de dollars par rapport à celui de 2021, surtout en raison de l'augmentation des prix marchands sur le marché de l'Alberta, contrebalancée en partie par une baisse de la production attribuable à l'optimisation de la répartition.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables a diminué de 30 millions de dollars par rapport à celui de 2021. La diminution est principalement attribuable à la baisse des produits financiers liés aux filiales de TransAlta, à la hausse de la dépréciation d'actifs, qui s'explique principalement par l'augmentation des taux d'actualisation, à la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, à la baisse des profits de change et à la hausse des charges d'intérêts liée à l'émission de l'obligation verte du parc éolien Windrise à la fin de 2021. De plus, le résultat net a diminué en raison de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. La diminution a été en partie contrebalancée par la hausse des produits des activités ordinaires et la réception de l'indemnité d'assurance liée aux coûts de remplacement de la tour qui s'est effondrée au parc éolien de Kent Hills. La Société a comptabilisé les dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise. La diminution des produits financiers liés aux filiales de TransAlta est attribuable à une augmentation des distributions classées en tant que remboursement de capital. Pour en savoir plus, se reporter à la note 12 des états financiers consolidés.

Le résultat net 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.

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.

Opérations avec les parties liées

Dans le cours normal des activités, nous concluons des opérations aux conditions du marché avec des parties liées, y compris des entités consolidées et des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, qui ont été évaluées à la valeur d'échange et sont comptabilisées dans les états financiers consolidés, y compris, mais sans s'y limiter : des frais de gestion d'actifs, des CAÉ et des contrats dérivés. Pour plus de précisions, se reporter à la note 36, Transactions entre parties liées, des états financiers consolidés.

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 2022, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 1,2 milliard de dollars (902 millions de dollars au 31 décembre 2021) et des garanties au comptant de 304 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021). 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 2022 est liée au nombre accru de garanties requises pour la couverture d'actifs et les activités de commercialisation de l'énergie, contrebalancé en partie par une baisse du nombre de lettres de crédit en lien avec les engagements liés au régime de retraite et aux obligations de remise en état de la mine de Highvale.

Produit de cessions

En 2022, la Société a conclu la vente de deux centrales hydroélectriques, a vendu de l'équipement du secteur Transition énergétique provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et d'autres équipements. Dans le cadre de ces ventes, la Société a reçu un produit de 66 millions de dollars et a comptabilisé des profits à la vente de 32 millions de dollars. De plus, au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé un règlement de contrat à titre de profit à la vente d'actifs et autres dans le compte de résultat consolidé.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats ¹	56	47	45	45	46	457	696
Transport ¹	10	7	7	3	1	39	67
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	83	87	71	—	—	—	241
Ententes de service à long terme ¹	51	49	35	32	21	140	328
Contrats de location simple ^{1, 2}	3	3	3	2	2	29	42
Dettes à long terme ³	170	527	142	177	154	2 393	3 563
Titres échangeables ⁴	—	—	750	—	—	—	750
Paievements de principal sur les obligations locatives ⁵	(7)	4	4	3	4	127	135
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ^{1, 6}	205	192	166	158	150	836	1 707
Intérêt sur les titres échangeables ^{1, 4}	52	62	—	—	—	—	114
Croissance ^{1, 7}	446	—	—	—	—	—	446
Projet de loi intitulé <i>TransAlta Energy Transition Bill</i> ¹	6	—	—	—	—	—	6
Total	1 075	978	1 223	420	378	4 021	8 095

1) Non comptabilisés à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

2) Comprennent les contrats de location qui n'ont pas été comptabilisés à titre d'obligation locative et les contrats de location qui n'ont pas encore commencé.

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

4) Supposent que les titres échangeables seront échangés par Brookfield le 1^{er} janvier 2025.

5) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 12 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2023.

6) 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.

7) Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Stratégie et capacité de produire des résultats » du présent rapport de gestion.

Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et procédures fondées sur la loi ou la réglementation dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit.

La Société effectue régulièrement des examens internes de ses offres et de son comportement à cet égard sur les marchés de l'énergie et des services auxiliaires en Alberta, et elle signalera automatiquement les infractions présumées ou répondra aux demandes de renseignements des organismes de réglementation, le cas échéant. Il n'y a actuellement aucune certitude que toute question particulière sera résolue en faveur de la Société ou que ces questions n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta.

Centrale de Brazeau – Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande d'instance contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta visant à obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation d'un accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques de fracturation hydraulique à proximité de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé son exposé de la défense,

qui affirme, entre autres, que la Société : i) tente d'usurper la compétence de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta («AER»); et ii) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). Le procès devrait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2024.

Centrale de Brazeau – Demandes de permis de forage pour l'examen d'activités de fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, l'AER a publié un décret sur le sous-sol qui ne permet aucune fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui autorise la fracturation dans toutes les formations (sauf la formation Duvernay) à une distance de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour l'approbation de 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – est actuellement prévue entre le 27 février et le 10 mars 2023. La position de la Société est que les activités de fracturation hydraulique dans toute formation située à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées.

Crédits de rendement en matière d'émissions au titre du contrat d'achat d'électricité 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 de l'Alberta par suite de la décision d'assujettir ces centrales au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Le Balancing Pool revendique la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans le contrat d'achat d'électricité 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 devait avoir lieu du 6 au 10 février 2023. Toutefois, en raison de la démission d'un des membres de la commission d'arbitrage, l'audience a été ajournée. Un nouveau membre a été nommé et une audience de deux semaines se tiendra du 18 mai au 1^{er} juin 2023. TransAlta détient environ 1 750 000 CRE d'une valeur comptable de néant qui ont été créés entre 2018 et 2020 et qui sont exposés à un risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'Alberta Utilities Commission («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 que la date d'audience n'ait pas été fixée, la demande sera probablement entendue au second semestre de 2023. TransAlta s'attend à recevoir un paiement du Balancing Pool pour ses coûts de démantèlement, mais le montant qui sera accordé par l'AUC est incertain.

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 2022 et 2021 :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	947	703	244
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	877	1 001	(124)
Activités d'investissement	(741)	(472)	(269)
Activités de financement	45	(282)	327
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	6	(3)	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	1 134	947	187

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice 2021 en raison surtout de variations défavorables plus importantes du fonds de roulement, principalement attribuables à l'augmentation des créances clients et des garanties versées, contrebalancée en partie par une hausse des dettes fournisseurs et des garanties reçues, et d'une augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité. Les fluctuations dans les comptes de garanties sont liées aux prix élevés des produits de base et à la volatilité sur les marchés, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes découlant des activités de gestion du risque, une augmentation des autres produits (pertes) d'exploitation, montant net et une baisse des coûts de conformité liés au carbone.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice 2021, surtout en raison de ce qui suit :

- Hausse des dépenses en trésorerie consacrées aux projets de croissance et aux travaux de réfection du parc éolien de Kent Hills dans les immobilisations corporelles (438 millions de dollars) et des investissements au cours de l'exercice (10 millions de dollars)
- Produit reçu à la vente du gazoduc Pioneer (128 millions de dollars) comptabilisé à l'exercice précédent, contrebalancé en partie par ce qui suit :
 - Baisse de la trésorerie nette consacrée aux acquisitions (110 millions de dollars), étant donné que l'exercice précédent comprenait l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord
 - Variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie liée au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (71 millions de dollars)
 - Hausse des profits réalisés sur les instruments financiers (33 millions de dollars)
 - Hausse du produit de la vente d'immobilisations corporelles (27 millions de dollars)
 - Hausse des encaissements au titre du prêt à recevoir (21 millions de dollars)

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de l'exercice 2021 en raison surtout de ce qui suit :

- Hausse des emprunts nets aux termes des facilités de crédit de la Société (563 millions de dollars)
- Augmentation du produit de l'émission de dette à long terme (359 millions de dollars)
- Hausse des profits réalisés sur les instruments financiers (39 millions de dollars), contrebalancée en partie par ce qui suit :
 - Augmentation des remboursements de la dette à long terme (529 millions de dollars)
 - Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (48 millions de dollars)
 - Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (31 millions de dollars)
 - Hausse des dividendes versés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées (10 millions de dollars)
 - Hausse des frais de financement et autres (9 millions de dollars)
 - Baisse du produit de l'émission d'actions ordinaires (5 millions de dollars)

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 2022, 2021 et 2020. 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 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

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. Au deuxième trimestre de 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition à toutes les périodes présentées antérieurement. 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.

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.
- Les profits et les pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes ont été comptabilisés dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- L'amortissement du matériel minier est inclus dans les coûts du combustible et des achats d'électricité.
- Les réductions de valeur des stocks de charbon en 2020 et 2021 sont exclues et résultent de la décision d'abandonner le charbon et d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale à la fin de 2021, et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- 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 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

- Réduction de valeur 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.
- Les profits découlant de la réduction résultant de la fermeture de la mine de Highvale et ayant une incidence sur le régime de retraite à prestations définies sont exclus puisqu'ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

Ajustements des autres produits (pertes) d'exploitation, montant net

- Une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs comptabilisée dans le cadre de la fermeture de la mine de Highvale est exclue puisqu'elle ne fait pas partie des résultats d'exploitation.
- Les frais de résiliation de contrat résultant du plan de transition vers l'énergie propre de la Société ne sont pas inclus.
- L'abandon du charbon par la centrale de Sheerness a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant en 2020, et est exclu.
- Les recouvrements d'assurance liés à l'effondrement d'une tour au parc éolien de Kent Hills ne sont pas inclus, car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.

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

- Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs ne sont pas incluses puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- 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 du parc éolien 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 International, LLC 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 Skookumchuck, 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 sont reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à des ajustements 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 en 2021, la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon et la cotisation volontaire faite pour financer le régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. en 2022 (regroupés au poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- La quote-part de la Société du parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta depuis 2021 en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.
- Les autres ajustements comprennent les paiements et encaissements au titre des crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, et comprennent les distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 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 2022 :

Trois mois clos le 31 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	159	98	276	281	44	—	858	(4)	—	854
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	1	23	238	(7)	12	—	267	—	(267)	—
Perte réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	7	—	20	—	27	—	(27)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	160	121	537	274	75	—	1 167	(4)	(309)	854
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	11	196	234	—	—	446	—	—	446
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	11	195	234	—	—	445	—	1	446
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	27	—	—	—	27	—	—	27
Marge brute	155	110	315	40	75	—	695	(4)	(310)	381
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	22	18	57	19	12	30	158	(1)	—	157
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	5	2	2	—	—	9	(1)	—	8
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	—	(5)	(8)	—	—	—	(13)	3	—	(10)
BAIIA ajusté ²	133	92	264	19	63	(30)	541			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(188)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(5)
Charge d'intérêts nette										(67)
Perte de change										(13)
Profit à la vente d'actifs et autres										46
Résultat avant impôts sur le résultat										7

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 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 :

Trois mois clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	84	98	172	238	26	(2)	616	(6)	—	610
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	3	82	(8)	(12)	—	65	—	(65)	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées ²	—	—	(7)	—	(20)	—	(27)	—	27	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	84	101	264	230	(6)	(2)	671	(6)	(55)	610
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	3	6	110	149	—	(2)	266	—	—	266
Reclassements et ajustements										
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	3	6	109	137	—	(2)	253	—	13	266
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	14	25	—	—	39	—	—	39
Marge brute	81	95	141	68	(6)	—	379	(6)	(68)	305
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	13	17	46	20	5	29	130	—	—	130
Reclassements et ajustements										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	—	3	—	—	3	—	(3)	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	13	17	46	29	5	29	139	—	(9)	130
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	2	1	—	—	6	—	—	6
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(10)	(8)	—	—	(18)	—	—	(18)
Reclassements et ajustements										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	9	—	—	9	—	(9)	—
Autres (produits) pertes d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(10)	1	—	—	(9)	—	(9)	(18)
BAIIA ajusté ⁴	67	76	103	37	(11)	(29)	243			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(134)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(28)
Charge d'intérêts nette										(59)
Perte de change										(6)
Perte à la vente d'actifs et autres										(2)
Résultat avant impôts sur le résultat										(32)

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

2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.

3) En 2021, un montant de 6 millions de dollars lié aux frais de service des centrales dans le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.

4) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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.

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 2022 et 2021 :

Trois mois clos les 31 décembre	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	351	54
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	64	148
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	415	202
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	1	6
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	12	11
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	7	(6)
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	21	(27)
Divers ³	3	—
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	459	186
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(67)	(55)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(61)	(38)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)
Flux de trésorerie disponibles⁴	315	79
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	269	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	1,71	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	1,17	0,29

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

2) L'exercice 2022 comprend des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021. L'exercice 2021 comprend la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et à des frais de résiliation de contrat.

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, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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.

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 2022 et 2021 :

Trois mois clos les 31 décembre	2022	2021
BAIIA ajusté ¹	541	243
Provisions	20	(18)
Charge d'intérêts	(49)	(51)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(29)	2
Perte de change réalisée	(18)	(4)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(12)	(5)
Autres éléments sans effet de trésorerie	6	19
Fonds provenant des activités d'exploitation²	459	186
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ³	(67)	(55)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(61)	(38)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)
Flux de trésorerie disponibles²	315	79

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

2) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. 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» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

3) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 2022 :

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	606	303	1 209	714	160	(2)	2 990	(14)	—	2 976
Reclassements et ajustements										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	1	104	251	10	12	—	378	—	(378)	—
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	47	—	43	—	(43)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	46	—	—	—	46	—	(46)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	19	—	—	—	19	—	(19)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	607	407	1 521	724	218	(2)	3 475	(14)	(485)	2 976
Coûts du combustible et des achats d'électricité	22	31	641	566	—	3	1 263	—	—	1 263
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	22	31	637	566	—	3	1 259	—	4	1 263
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	83	(1)	—	(5)	78	—	—	78
Marge brute	585	375	801	159	218	—	2 138	(14)	(489)	1 635
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	55	68	195	69	35	101	523	(2)	—	521
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	15	4	—	1	35	(2)	—	33
Autres (produits) pertes d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres (produits) pertes d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAIIA ajusté ²	527	311	629	86	183	(102)	1 634			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										19
Amortissement										(599)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(9)
Charge d'intérêts nette										(262)
Profit de change										4
Profit à la vente d'actifs et autres										52
Résultat avant impôts sur le résultat										353

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 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 :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées ²	—	—	(6)	—	29	—	23	—	(23)	—
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	1 126	728	202	4	2 791	(18)	(52)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
Reclassements et ajustements										
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	634	236	202	—	1 770	(18)	(263)	1 489
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
Reclassements et ajustements										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant de la réduction	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	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 pertes (produits) d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
Reclassements et ajustements										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres pertes (produits) d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ³	322	262	488	133	166	(85)	1 286			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Imputations pour 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 le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- 2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.
- 3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 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 2020 :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	152	332	787	704	122	7	2 104	(3)	—	2 101
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	2	33	(14)	21	—	42	—	(42)	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées ²	—	—	—	—	(10)	—	(10)	—	10	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	17	—	—	—	17	—	(17)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	7	—	—	—	7	—	(7)	—
Pertes latentes de change sur les produits de base	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	152	334	848	690	133	7	2 164	(3)	(60)	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité	8	25	325	435	—	12	805	—	—	805
Reclassements et ajustements										
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	133	—	1 383	(3)	(247)	1 133
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	53	166	106	30	80	472	—	—	472
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	13	9	—	1	33	—	—	33
Autres produits d'exploitation, montant net	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
Reclassements et ajustements										
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness	—	—	(28)	—	—	—	(28)	—	28	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(39)	—	—	—	(39)	—	28	(11)
BAIIA ajusté ³	105	248	367	175	103	(81)	917			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										7
Amortissement										(654)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(84)
Charge d'intérêts nette										(238)
Profit de change										17
Profit à la vente d'actifs et autres										9
Résultat avant impôts sur le résultat										(303)

- 1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- 2) En 2022, la composition de notre BAIIA ajusté a été ajustée pour tenir compte de l'incidence des positions dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de la même contrepartie afin de refléter la performance des actifs et du secteur Commercialisation de l'énergie dans la période au cours de laquelle les transactions ont lieu.
- 3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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.

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	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	877	1 001	702
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	316	(174)	(89)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 193	827	613
Ajustements :			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	8	13	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	46	41	17
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ^{2, 3}	42	79	37
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions dénouées avec la même contrepartie	37	23	(10)
Divers ⁴	20	11	15
Fonds provenant des activités d'exploitation⁵	1 346	994	675
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(142)	(199)	(157)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(43)	(39)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(187)	(159)	(102)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(9)	(8)	(25)
Flux de trésorerie disponibles⁵	961	585	348
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	271	271	275
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁵	4,97	3,67	2,45
Flux de trésorerie disponibles par action⁵	3,55	2,16	1,27

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

2) L'exercice 2021 comprend une réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et des frais de résiliation de contrat. L'exercice 2020 comprend une réduction de valeur des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon.

3) Au cours du troisième trimestre de 2022, afin de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres, la Société a versé une contribution spéciale volontaire de 35 millions de dollars au régime de retraite de la mine Highvale. L'exercice 2022 comprend également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021.

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, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
BAIIA ajusté ¹	1 634	1 286	917
Provisions	25	(43)	7
Charge d'intérêts	(200)	(200)	(192)
Charge d'impôt exigible	(65)	(56)	(35)
Profit (perte) de change réalisé(e)	—	(2)	8
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(35)	(18)	(18)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(13)	27	(12)
Fonds provenant des activités d'exploitation²	1 346	994	675
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ³	(142)	(199)	(157)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(4)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(43)	(39)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(187)	(159)	(102)
Paielements de principal sur les obligations locatives	(9)	(8)	(25)
Flux de trésorerie disponibles²	961	585	348

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) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. 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» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

3) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 augmenté de 376 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021, sous l'effet principalement de la hausse du BAIIA ajusté et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien liées à une diminution des travaux d'entretien planifiés, contrebalancées en partie par une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

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 :

Exercices clos les 31 décembre	Production réelle (GWh)			BAIIA ajusté ¹			Résultat avant impôts sur le résultat ²		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
TransAlta Renewables									
Hydroélectricité	410	434	429	13	17	21			
Énergie éolienne et énergie solaire ³	4 248	3 898	4 042	273	248	256			
Gaz ³	3 308	3 236	2 919	223	217	205			
Siège social	—	—	—	(22)	(19)	(20)			
TransAlta Renewables avant ajustements	7 966	7 568	7 390	487	463	462	57	133	188
Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation	(3 178)	(3 020)	(2 938)	(194)	(185)	(182)	(23)	(53)	(74)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	4 788	4 548	4 452	293	278	280	34	80	114
Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables									
Hydroélectricité	1 578	1 502	1 703	514	305	84			
Énergie éolienne et énergie solaire	—	—	27	38	14	(8)			
Gaz	8 140	7 329	7 861	406	271	162			
Transition énergétique	3 574	5 706	7 999	86	133	175			
Commercialisation de l'énergie	—	—	—	183	166	103			
Siège social	—	—	—	(80)	(66)	(61)			
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	18 080	19 085	22 042	1 440	1 101	735	330	(433)	(377)
Participations ne donnant pas le contrôle	3 178	3 020	2 938	194	185	182	23	53	74
TransAlta – Consolidé	21 258	22 105	24 980	1 634	1 286	917	353	(380)	(303)

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

2) Les montants de TransAlta Renewables comprennent son résultat avant impôts sur le résultat comme présenté plus le résultat avant impôts sur le résultat des actifs dans lesquels elle détient une participation financière moins les produits financiers liés aux filiales de TransAlta.

3) 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 2022.

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté

Aux 31 décembre	2022	2021	2020
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 653	3 267	3 361
Titres échangeables	339	335	330
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(1 118)	(947)	(703)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671	671
Divers ⁴	(20)	(19)	(13)
Dettes nettes ajustées⁵	3 525	3 307	3 646
BAIIA ajusté⁶	1 634	1 286	917
Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté (multiple)	2,2	2,6	4,0

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) Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire.

3) 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, ces actions 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.

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars pour 2022 et 2021 et 10 millions de dollars pour 2020) 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.

5) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien 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.

6) 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. Nous utilisons le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté comme mesure du levier financier pour évaluer notre capacité de service de la dette. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté de 2022 s'est situé en deçà de l'extrémité inférieure de notre fourchette cible et a augmenté par rapport à celui de 2021, le solide BAIIA ajusté ayant plus que compensé l'incidence de la hausse de la dette nette ajustée.

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 :

Exercices clos les 31 décembre	2022			2021			2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	527	13		322	17		105	21	
Énergie éolienne et énergie solaire	311	273		262	248		248	256	
Gaz	629	223		488	217		367	205	
Transition énergétique	86	—		133	—		175	—	
Commercialisation de l'énergie	183	—		166	—		103	—	
Siège social	(102)	(22)		(85)	(19)		(81)	(20)	
BAIIA ajusté	1 634	487	1 147	1 286	463	823	917	462	455
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(197)			(133)			(54)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹⁾			—			—			(3)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151			151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			52			34			17
BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta			1 153			875			566

1) À compter du deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

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, 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 les 31 décembre sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2022			2021			2020		
	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	877	257		1 001	336		702	267	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	316	(5)		(174)	(13)		(89)	31	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 193	252		827	323		613	298	
Ajustements :									
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	46	—		41	—		17	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ¹	42	—		79	—		37	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise	8	—		13	—		3	—	
(Profit) perte réalisé(e) sur les positions de change dénouées	37	—		23	—		(10)	—	
Produits financiers – participations financières	—	(40)		—	(108)		—	(69)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ²	—	182		—	191		—	180	
Divers ³	20	—		11	—		15	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	1 346	394	952	994	406	588	675	409	266
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151			151
Distributions au partenaire de TA Cogen			(87)			(56)			(17)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ⁴			—			—			(3)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			1 016			683			397

- 1) Au cours du troisième trimestre de 2022, afin de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale et par notre transition du charbon vers des sources plus propres, la Société a versé une contribution volontaire spéciale de 35 millions de dollars au régime de retraite de la mine de Highvale. L'exercice 2022 comprend également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021. L'exercice 2021 comprend une réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux et des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon et des montants liés à des contrats déficitaires et des frais de résiliation de contrat. L'exercice 2020 comprend une réduction de valeur des stocks de charbon liés à nos activités de combustion du charbon.
- 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 et des distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux, et majorés ou diminués des ajustements du taux de change.
- 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, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.
- 4) À compter du deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, est exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente d'une participation financière dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

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 aux mesures 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	2022	2021	2020
Dette nette ajustée ¹	3 525	3 307	3 646
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables ²	234	244	582
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(790)	(814)	(692)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ³	(834)	(867)	(906)
Dette nette déconsolidée	2 135	1 870	2 630
BAIIA ajusté déconsolidé^{4, 5}	1 153	875	566
Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁶ (multiple)	1,9	2,1	4,6

- 1) La dette nette ajustée est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter au calcul du ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté 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) En 2022, comprennent la trésorerie détenue dans TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. et réservée pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.
- 3) Concerne des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.
- 4) 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 et à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour la composition du BAIIA ajusté.
- 5) Douze derniers mois.
- 6) 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 de 2022 s'est amélioré par rapport à celui de 2021, la hausse du BAIIA ajusté déconsolidé ayant plus que compensé l'augmentation de la dette nette déconsolidée. La hausse de la dette nette déconsolidée découle de l'augmentation de la dette de la Société, contrebalancée en partie par la hausse des soldes de trésorerie.

Perspectives pour 2023

Nos perspectives annuelles mettent en évidence des prévisions de flux de trésorerie toujours solides pour 2023. Notre portefeuille reste bien positionné pour profiter de la vigueur continue que nous observons sur le marché de la production marchande de l'Alberta. La Société se concentre sur le redéploiement de ces flux de trésorerie vers la croissance de notre base d'actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats. Le 7 novembre 2022, le conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende annualisé à 0,22 \$ par action, à partir du dividende du 1^{er} janvier 2023.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2023 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 2023	Cible mise à jour pour 2022	Résultats réels de 2022
BAlIA ajusté ^{1, 2}	De 1 200 millions de dollars à 1 320 millions de dollars	De 1 380 millions de dollars à 1 460 millions de dollars	1 634 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 560 millions de dollars à 660 millions de dollars	De 725 millions de dollars à 775 millions de dollars	961 millions de dollars
Dividende	0,22 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée

- 1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les 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.
- 2) Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2022 relatives au BAlIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus à ce jour et de nos attentes pour le reste de l'exercice.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2023

Marché	Hypothèses pour 2023
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 105 \$ à 135 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 75 \$ US à 85 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	4,60 \$

La sensibilité du prix au comptant en Alberta à une variation de plus ou moins 1 \$/MWh devrait avoir une incidence de plus ou moins 4 millions de dollars sur le BAlIA ajusté pour 2023.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2023

Dépenses d'investissement de maintien	De 140 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 90 millions de dollars à 110 millions de dollars

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	2023 ¹
Production visée par des couvertures (GWh)	6 874
Prix couvert (\$/MWh)	98 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	64 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,54 \$

- 1) Au quatrième trimestre de 2022, la Société a revu la fourchette des hypothèses liées aux couvertures pour 2023 en fonction des niveaux de couverture actuels.

D'après les estimations, le BAlIA ajusté devrait se situer entre 1,2 milliard de dollars et 1,3 milliard de dollars. Le point médian de la fourchette représente une baisse de 11 % par rapport au point médian des perspectives de 2022. Les flux de trésorerie disponibles devraient se situer entre 560 millions de dollars et 660 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 baisse de 19 % par rapport au point médian des perspectives de 2022. Ces variations des estimations au titre du BAlIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles sont attribuables en grande partie à la baisse des niveaux de prix prévus en Alberta sur la base de nos prévisions fondamentales et des attentes ajustées quant à la performance du secteur Commercialisation de l'énergie, contrebalancée en partie par les contributions des projets nouvellement mis en service, qui comprendront le projet de parc éolien Garden Plain, les projets de parcs éoliens White Rock, les projets de parcs éoliens Horizon Hill, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith et l'achèvement des travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et la remise en service complète de ces unités au second semestre de 2023.

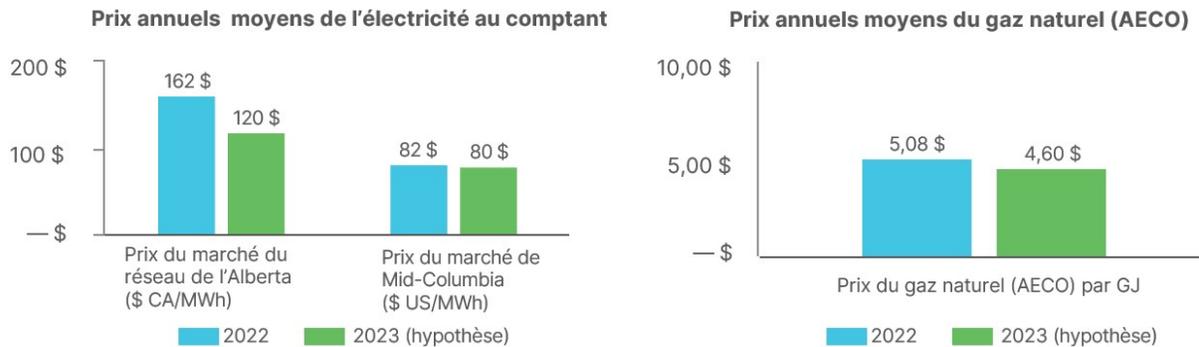
Les perspectives de la Société pour 2023 pourraient être touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

Activités d'exploitation

L'information qui suit est une mise à jour de nos hypothèses sur lesquelles se fondent nos perspectives pour 2023.

Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les prix de 2023 qui se fondent sur diverses hypothèses et qui pourraient changer.



Pour 2023, nous constatons 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 découler de la normalisation prévue des conditions météorologiques et des ajouts attendus de nouvel approvisionnement en gaz, en énergie éolienne et en énergie solaire, y compris le nouveau parc éolien Garden Plain de TransAlta, qui devrait entrer en service au premier semestre de 2023. Dans le Nord-Ouest Pacifique, la baisse des prix par rapport à l'exercice précédent sera fonction de la baisse des prix du gaz naturel et dépendra également des conditions hydrologiques réelles pour la région au cours de l'exercice. Les prix de l'électricité en Ontario en 2023 devraient être moins élevés qu'en 2022 en raison de la baisse des prix du gaz naturel en dépit des interruptions continues 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 du portefeuille de centrales électriques 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 les travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills soient terminés et que les unités soient remises complètement en service au second semestre de 2023.

Coûts du combustible et coûts de conformité

En ce qui concerne le portefeuille de centrales alimentées au gaz en Alberta, la consommation de gaz devrait diminuer en raison d'une baisse de la production, ce qui 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. Le coût du combustible livré en 2023 devrait être plus élevé que celui de 2022 en raison d'une hausse prévue de la production.

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 en fonction de 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 et 2022. 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 2023 pour le secteur Commercialisation de l'énergie, nous visons à ce que la contribution à la marge brute réalisée se situe entre 90 millions de dollars et 110 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 le principal et les charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Frais de démantèlement et de remise en état

Les frais de démantèlement et de remise en état devraient augmenter en 2023, sous l'effet principalement de l'augmentation des frais de remise en état associés aux actifs mis hors service en Alberta dans le secteur Transition énergétique.

Dépenses d'investissement de maintien

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 140 millions de dollars à 170 millions de dollars. Le point médian de la fourchette représente une diminution de 3 % par rapport au point médian des perspectives de 2022 dont la fourchette des dépenses d'investissement de maintien se situait entre 150 millions de dollars et 170 millions de dollars. Cette diminution est attribuable à la baisse des dépenses d'investissement de maintien liées à des travaux d'entretien d'envergure planifiés à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à la centrale de Sheerness, contrebalancée par une hausse des dépenses d'investissement 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. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Énergie éolienne et énergie solaire» du présent rapport de gestion.

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

	Dépenses engagées en 2022	Dépenses engagées en 2021	Dépenses prévues en 2023
Total des dépenses d'investissement de maintien	142	199	140 – 170

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties, notamment la facilité à terme (comme elle est définie ci-dessus) que la Société a conclue au cours du troisième trimestre de 2022. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,1 milliards de dollars, dont 1,1 milliard de dollars en trésorerie. Le 17 novembre 2022, la Société a émis des obligations vertes de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, à un taux d'intérêt nominal de 7,75 % par année et venant à échéance le 15 novembre 2029. En incluant les effets des swaps de taux d'intérêt réglés, les obligations ont un rendement effectif d'environ 5,98 %. 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 «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts pour 2023 devrait être légèrement plus élevée que celle de 2022, en raison surtout de la hausse de la dette, contrebalancée en partie par une augmentation des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les dépenses liées aux projets de croissance. 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.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité centré 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, sécuritaire, fiable et à faible coût, 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 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.

Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses cibles de croissance stratégiques et son plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans. Dans notre plan 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 3,6 milliards de dollars¹ d'ici la fin de 2025. Ces nouveaux actifs, une fois pleinement opérationnels, devraient générer un BAIIA annuel moyen² supplémentaire de 315 millions de dollars¹.
- 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.

¹ L'investissement ciblé de 3 milliards de dollars et un BAIIA annuel moyen de 250 millions de dollars, comme il était présenté en 2021, ont été révisés à la hausse pour tenir compte du contexte inflationniste actuel.

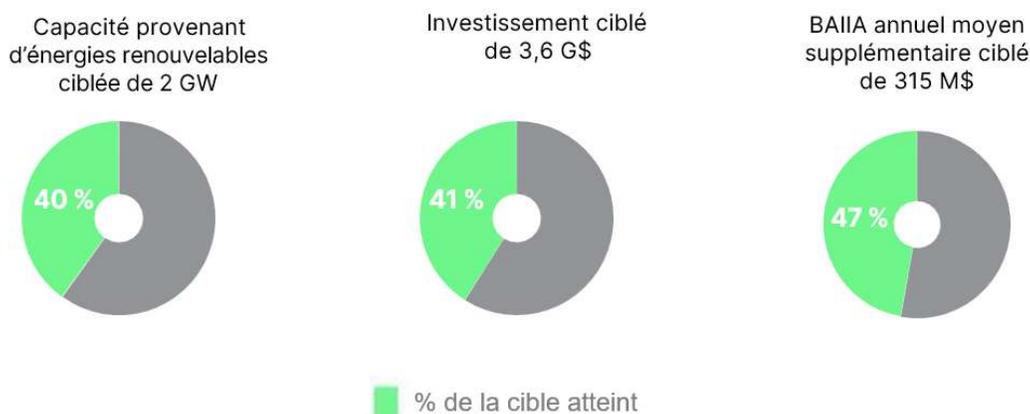
² Le BAIIA annuel moyen n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, nos priorités pour 2023 comprennent :

- Prise d'une décision finale en matière d'investissement dans de nouveaux projets d'énergie propre de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie
- Ajout d'au moins 1 500 MW de nouveaux sites à notre filière de développement

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

En date du 22 février 2023, nous avons réalisé des progrès significatifs vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.



Les progrès que nous avons réalisés à l'égard de nos objectifs stratégiques sont résumés ci-après :

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client	Fournir une capacité de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,6 milliards de dollars ¹ d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	<p>En 2022, la Société a entrepris deux nouveaux projets : le projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW et le projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie.</p> <p>Les travaux de construction de ces nouveaux projets ont commencé en 2022 et devraient se terminer au second semestre de 2023.</p> <p>À la fin de 2022, nous avons réussi à livrer 800 MW de nouvelle capacité, soit 40 % de notre objectif de croissance de 2 GW.</p>
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars ¹ .	En voie de réalisation	<p>Le projet de parc éolien Horizon Hill ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 30 millions de dollars américains à 33 millions de dollars américains et l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 6 millions de dollars australiens à 7 millions de dollars australiens.</p> <p>Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 149 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire.</p>
	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.	En voie de réalisation	<p>La Société continue d'évaluer les possibilités d'ajouter de nouveaux sites à sa filière de développement. Ces possibilités comprennent des acquisitions de sites individuels aux premiers stades de développement, des petits portefeuilles de projets en développement et la prospection de nouveaux sites. Pour 2022, notre filière de développement a enregistré une croissance d'environ 1 980 MW aux États-Unis, au Canada et en Australie.</p>

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Adopter une approche de diversification ciblée	Accroître notre base d'actifs dans nos principales zones géographiques (le Canada, l'Australie et les États-Unis) afin de renforcer la diversification et la création de valeur.	En voie de réalisation	La Société est parvenue à ajouter de nouveaux actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats dans chacune de ses trois principales zones géographiques. Nous avons diversifié notre portefeuille dans le marché américain grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord en 2021 et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité en 2022.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à allouer à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes et le rachat d'actions.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2022. La Société a remis aux actionnaires 54 millions de dollars par voie de rachats d'actions en 2022 dans le cadre de l'OPRA. La Société a augmenté le dividende annuel sur les actions ordinaires de 10 % pour le porter à 0,22 \$ par an à compter du 1 ^{er} janvier 2023.
Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie	Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'énergie et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a récemment réalisé un placement en titres de capitaux propres dans Ekona Power Inc., une société de production d'hydrogène à un stade précoce, en vue de la commercialisation d'hydrogène à faible coût et carboneutre. La Société s'est également engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier d'EIP, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. En 2022, la Société a investi 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains).
Piloter l'élaboration de politiques ESG	Participer activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie afin de permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.	En voie de réalisation	La Société communique activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant le projet fédéral de Règlement sur l'électricité propre. Dans le cadre de ces communications, TransAlta continue de fournir des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité nécessaires. La Société a travaillé avec le gouvernement du Canada à l'étape de la conception de nouveaux crédits d'impôt à l'investissement pour les technologies propres.
Traverser avec succès la pandémie de COVID-19	Continuer de répondre efficacement à la COVID-19 et planifier un retour au bureau sécuritaire.	Atteint	Notre personnel est retourné travailler dans nos bureaux et sur nos sites et nous continuons de surveiller les directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où nous exerçons nos activités afin d'assurer en permanence la santé et la sécurité de tous les employés et entrepreneurs.

Croissance

En 2022, la Société a annoncé deux nouveaux projets : le projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW et le projet d'expansion du réseau de 132 kV à Mount Keith. Nous avons établi notre portefeuille de projets de croissance potentiels et continuons à le faire croître. Notre portefeuille comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement.

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.

Projets en construction

Les projets suivants, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration 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.

Total du projet (en millions)									
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ ²	BAlIA annuel moyen ³	État
Canada									
Garden Plain ⁴	Énergie éolienne	AB	130	190 \$ – 200 \$	171 \$	S1 2023	17	14 \$ – 15 \$	<ul style="list-style-type: none"> Entièrement visé par des contrats Livraisons de gros matériel terminées Érection et mise en service des éoliennes en cours Interconnexion des réseaux terminée
États-Unis									
White Rock ⁵	Énergie éolienne	OK	300	470 \$ US – 490 \$ US	273 \$ US	S2 2023	—	48 \$ US – 52 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons des composantes d'éoliennes en cours Activités de construction amorcées Projet en voie d'être achevé dans les délais
Horizon Hill ⁵	Énergie éolienne	OK	200	300 \$ US – 315 \$ US	141 \$ US	S2 2023	—	30 \$ US – 33 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons des composantes d'éoliennes en cours Activités de construction amorcées Projet en voie d'être achevé dans les délais
Australie									
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU – 73 \$ AU	59 \$ AU	S1 2023	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Livraisons de gros matériel terminées Installation de panneaux solaires terminée Projet en voie d'être achevé au début de 2023
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	50 \$ AU – 53 \$ AU	17 \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU – 7 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu Activités de construction amorcées Projet en voie d'être achevé dans les délais

1) S1 ou S2 est défini comme le premier ou le second semestre de l'exercice.

2) La durée des CAÉ liés aux projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill est confidentielle.

3) 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.

4) Le projet de parc éolien Garden Plain est entièrement visé par des contrats, dont un contrat conclu avec Pembina visant l'enlèvement de 100 MW sur la capacité totale de 130 MW de la centrale et un contrat visant 30 MW conclu avec un client de première qualité reconnu mondialement. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

5) Le BAlIA annuel moyen prévu et les dépenses d'investissement estimées pour les projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill ont été révisés à la hausse en fonction de l'incidence de l'*Inflation Reduction Act of 2022*, qui fait en sorte que les projets sont admissibles à des crédits d'impôt à la production de 100 %, contrebalancée en partie par des paiements supplémentaires au fournisseur d'éoliennes.

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 ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	100	210 \$ – 230 \$	20 \$ – 23 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SCE	Gaz	Australie-Occidentale	94	180 \$ AU – 200 \$ AU	24 \$ AU – 28 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	180	150 \$ – 180 \$	14 \$ – 17 \$
Expansion du réseau de transport en Australie	Transport	Australie-Occidentale	s. o.	34 \$ AU – 36 \$ AU	3 \$ AU – 4 \$ AU

1) Cet élément n'est pas défini, 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)
Canada			
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	300
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	115
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	57
Possibilité liée au stockage par batteries au Canada	Batteries	Nouveau-Brunswick	10
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	370
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain	Hydroélectricité	Alberta	160
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 – 900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta	Divers	Alberta	250 – 500
Total			1 802 – 2 652
États-Unis			
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	185
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	225
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	152
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	242
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	130
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Parc solaire en Oklahoma	Énergie solaire	Oklahoma	100
Milligan 3	Énergie éolienne	Nebraska	126
Autres projets éoliens et solaires potentiels	Énergie éolienne et énergie solaire	Divers	409
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Divers	Washington	250 – 500
Total			1 869 – 2 119
Australie			
Projets potentiels en Australie	Gaz, énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	170
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
Total			220
Canada, États-Unis et Australie			Total 3 891 – 4 991

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 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 désignés 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 raisonnablement possibles 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 2022, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 782 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021). Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2021. Se reporter à la rubrique «Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les techniques d'évaluation.

Principales méthodes comptables 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. Les estimations de la mesure dans laquelle les événements géopolitiques comme le conflit entre la Russie et l'Ukraine ou la dynamique de l'inflation et de la chaîne d'approvisionnement pourraient influencer, directement ou indirectement, sur les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. L'incertitude relative à la COVID-19 et aux événements géopolitiques a été prise en compte dans nos estimations pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Nous avons discuté de l'élaboration et de la sélection des estimations comptables critiques avec le comité d'audit, des finances et des risques du conseil d'administration 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 à des techniques d'évaluation internes ou à d'autres modèles comme l'évaluation numérique des instruments dérivés ou l'analyse de scénarios.

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

La Société utilise les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs. 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 14 B) I) et II) de nos états financiers consolidés 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 2022 a une incidence positive estimée totale de 193 millions de dollars (105 millions de dollars en 2021) et une incidence négative estimée totale de 287 millions de dollars (220 millions de dollars en 2021) sur la valeur comptable des instruments financiers. Une tranche de 15 millions de dollars (22 millions de dollars en 2021) de l'incidence positive et une tranche de 163 millions de dollars (145 millions de dollars en 2021) de l'incidence négative au titre de la valeur soumise à des simulations découlent d'un contrat de vente d'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie. Les justes valeurs sont soumises à des

simulations en ce qui concerne les données d'entrée non observables pouvant notamment inclure des volumes variables, des prix non observables et des escomptes sur l'énergie éolienne. Les volumes variables sont soumis à des simulations à la hausse et à la baisse basées sur 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 diverses sources prévisionnelles internes et externes afin d'établir une fourchette allant des prix les plus élevés aux prix les plus bas. Les escomptes sur l'énergie éolienne représentent la relation entre le prix et le volume et sont soumis à des simulations propres à chaque emplacement.

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 25 millions de dollars (32 millions de dollars en 2021) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2022 (néant au 31 décembre 2021). 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'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle elle appartient. 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. 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. 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 2022.

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.

Dépréciation d'actifs

Hydroélectricité

En 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette de 21 millions de dollars relativement à quatre centrales hydroélectriques à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs.

Énergie éolienne et énergie solaire

En 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation nette de 43 millions de dollars relativement à cinq parcs éoliens et à un parc solaire à la suite des modifications apportées aux principales hypothèses qui comprenaient des augmentations importantes des taux d'actualisation, des changements dans la tarification et des changements dans les flux de trésorerie futurs estimatifs.

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 2022, 2021 et 2020, 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. Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas eu de dépréciation du goodwill pour les exercices 2022, 2021 et 2020.

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, y compris des 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.

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. Le caractère approprié de l'inscription à l'actif de ces coûts est évalué 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 identifié 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.

Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

En 2022, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs inclus dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 132 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé en 2022.

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.

Obligations au titre des prestations définies

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 sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. Les obligations au titre des prestations définies ont diminué de 78 millions de dollars pour s'établir à 150 millions de dollars au 31 décembre 2022, contre 228 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution est liée en grande partie à l'augmentation des taux d'actualisation en 2022, attribuable essentiellement à l'augmentation des taux de référence du marché et à la cotisation volontaire de 35 millions de dollars faite au régime de retraite de Sunhills Mining Ltd., le tout en partie contrebalancé par une diminution des actifs du régime découlant des faibles rendements du marché.

La Société a versé une cotisation volontaire de 35 millions de dollars en 2022 en vue d'améliorer la situation de capitalisation du régime de retraite de Sunhills Mining Ltd. et de soutenir les employés touchés par la fermeture de la mine de Highvale en 2021 et par notre transition du charbon vers des sources plus propres. La cotisation réduit le montant des obligations de financement futures de la Société, notamment les montants garantis par les lettres de crédit.

Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 39 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

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.

La Société comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement. La provision initiale pour frais de démantèlement et ses variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement.

En 2022, la Société a accéléré l'échéancier prévu pour le démantèlement et la remise en état de certaines installations. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de 95 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, dont un montant de 46 millions de dollars a été affecté aux actifs d'exploitation dans les immobilisations corporelles et un montant de 49 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2021, la Société a augmenté de 167 millions de dollars la provision pour frais de démantèlement et de remise en état relativement à une étude technique sur les frais de démantèlement des parcs éoliens de 120 millions de dollars et aux durées d'utilité des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills de 47 millions de dollars. De cette augmentation de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, un montant de 133 millions de dollars a été affecté aux actifs d'exploitation dans les immobilisations corporelles et un montant de 34 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre d'imputation pour dépréciation liée aux actifs mis hors service.

En 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 225 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) en raison d'une augmentation importante des taux d'actualisation, découlant principalement de l'augmentation des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 7,0 % à 9,7 % au 31 décembre 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021), ce qui a entraîné une diminution correspondante des immobilisations corporelles de 123 millions de dollars (6 millions de dollars en 2021) liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une reprise de dépréciation de 102 millions de dollars (néant en 2021) liée aux actifs mis hors service.

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 2023 et 2072. La plus grande partie de ces coûts sera engagée entre 2023 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 la Norme comptable internationale («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^{er} janvier 2022 et la Société les a adoptées à cette date. 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. L'adoption des modifications le 1^{er} janvier 2022 n'a entraîné aucun ajustement.

Modifications comptables futures

Modifications à l'IAS 12 ayant trait à l'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 intitulées *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^{er} 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 ayant trait au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié des modifications afin de préciser dans quelle mesure les conditions qu'une entité doit respecter dans les 12 mois suivant la date de clôture ont une incidence sur le classement d'un passif, en plus des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, que l'IASB a publiées en janvier 2020 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 que 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, indiquent que les attentes de la direction ne constituent pas un facteur pertinent quant à savoir si la Société exercera son droit de différer le règlement d'un passif, et apportent des éclaircissements quant aux circonstances dans lesquelles un passif est considéré comme réglé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et doivent être appliquées rétrospectivement. La Société n'a pas encore évalué les incidences de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

Modifications à l'IFRS 16 ayant trait à une obligation locative découlant d'une cession-bail

En septembre 2022, l'IASB a publié le document intitulé *Obligation locative découlant d'une cession-bail*, qui modifie l'IFRS 16, *Contrats de location*, afin d'apporter des précisions relatives à l'évaluation ultérieure de l'obligation locative selon lesquelles le vendeur-preneur doit déterminer les paiements de loyers et les paiements de loyers révisés de façon à ce qu'il ne comptabilise aucun profit ni aucune perte au titre du droit d'utilisation qu'il conserve. Cette modification entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2024. La Société examine actuellement les incidences de cette modification 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

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 :

- **Production d'électricité propre, fiable et durable**
- **Milieu de travail sécuritaire, sain, diversifié et motivant**
- **Relations positives avec les Autochtones, les parties prenantes et les clients**
- **Pratiques progressistes de gestion environnementale**
- **Technologie et innovation**

Présentation d'information sur nos facteurs de développement durable importants

TransAlta publie des rapports sur le développement durable depuis 1994. Le contenu lié aux questions ESG de la Société 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. Nous appliquons les lignes directrices de l'International Integrated Reporting Framework et 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 obligations d'information liées au développement durable et aux changements climatiques 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 – «ISSB»), du groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures – «TNFD»), des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis.

Les données liées aux changements climatiques à présenter sont fondées sur les recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC») et les questionnaires sur les changements climatiques du CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project). En 2022, nous avons examiné et mis à jour les mesures prises par la direction à l'égard des analyses de scénarios liés aux changements climatiques que nous avons réalisées en 2021 afin de nous conformer davantage aux deux cadres internationaux sur le développement durable. Nous avons également élaboré notre premier plan de transition climatique consolidé et défini des mesures financières relatives aux changements climatiques. 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. Nous continuons d'améliorer les informations sur nos émissions de portée 3 qui seront présentées dans les prochains rapports conformément au 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.

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. En 2022, nous avons mis à jour notre appréciation de l'importance relative, qui 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.

En 2022, nous avons examiné les sujets traités par le SASB, le GIFCC, les normes IFRS et le TNFD afin d'orienter l'identification de nos facteurs de développement durable importants. Nous avons également pris en compte les facteurs de développement durable visant le secteur de l'électricité présentés dans le Rapport sur l'électricité durable 2021 publié par Électricité Canada. De plus, nous avons soumis les facteurs de développement durable importants à un examen par les pairs. Cet exercice, validé par notre équipe de direction, a mené à l'identification de 21 facteurs de développement durable importants, qui sont présentés à la rubrique «Gouvernance du développement durable» du présent rapport de gestion.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur nos facteurs de risque.

Accélération de la transformation de nos activités pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045

À TransAlta, notre mission consiste à fournir à nos clients de l'électricité propre, fiable, sécuritaire et à faible coût. En tant que chefs de file en matière de solutions d'électricité 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 Kousiniaris, aborde notre processus de décarbonation ci-après.

TransAlta a adopté une cible visant la carboneutralité d'ici 2045. Pourquoi la Société a-t-elle pris cette décision?

«Notre nouvelle cible de carboneutralité a été établie en fonction de notre 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. Nous sommes convaincus que ce type de croissance ainsi que nos investissements dans de nouvelles technologies et notre participation continue à des marchés environnementaux nous permettront d'atteindre cette nouvelle cible. 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.»

De quelle façon la stratégie de la Société cadre-t-elle avec les objectifs de l'Accord de Paris?

«Nous sommes déterminés à maintenir une position de chef de file en matière de lutte contre les changements climatiques et à contribuer à bâtir un avenir carboneutre. Notre stratégie de croissance est axée sur les projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie, ce qui est conforme à l'objectif de l'Accord de Paris consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. En pourcentage, les réductions des émissions de TransAlta dépassent déjà les cibles nationales de réduction des émissions pour 2030 dans les territoires où nous exerçons nos activités, et nous prévoyons réaliser d'autres réductions d'ici la fin de la décennie. Notre rythme de réduction des GES est conforme à l'Accord de Paris. L'engagement de la Société à l'égard de la politique publique cadre avec ses engagements à l'égard des changements climatiques et appuie la prise de mesures stratégiques appropriées pour limiter les risques climatiques.»

Quelles technologies TransAlta adoptera-t-elle pour aider ses clients dans leurs efforts de décarbonation?

«TransAlta aide ses clients en mettant en œuvre et en exploitant des projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie fiables et des projets de production sur place qui répondent à leurs besoins. 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. Depuis 2021, notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie renforce notre expertise au chapitre des technologies émergentes. Ses travaux ont mené à un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans Ekona pour soutenir la commercialisation d'une plateforme technologique de pyrolyse du méthane, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et à moindre coût. En outre, nous nous sommes engagés à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochains exercices dans le Fonds Frontier d'EIP, ce qui nous permet de repérer, de tester et de commercialiser des technologies qui faciliteront l'atteinte des objectifs de décarbonation. Nous continuerons de faire des investissements stratégiques dans l'avenir. Nous renforcerons ainsi notre position en tant que partenaire en matière d'électricité propre centré sur le client et atténuerons les risques liés à la technologie pour nos actifs marchands.»

Comment la Société peut-elle assurer le fonctionnement de la transition énergétique pour les gens?

« Notre transition énergétique repose sur la mise en œuvre de stratégies de décarbonation dans un cadre de transition inclusif. Par exemple, depuis 2015, TransAlta honore son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur 10 ans pour soutenir les initiatives en matière d'efficacité énergétique, de développement économique et communautaire, d'éducation et de recyclage dans l'État de Washington. En Alberta, nous nous engageons depuis 2016 à investir dans des programmes et des initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon pendant la transition. Il ne faut pas minimiser les difficultés que ces transitions causent pour nos travailleurs et les collectivités au sein desquelles nos activités se transforment. Notre objectif est de mener à bien la transition et de contribuer à un avenir positif qui offrira de nouvelles possibilités. »

Cibles de développement durable pour 2023 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2023 et au-delà soutiennent le succès 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 actuels et émergents liés au développement durable conformément aux objectifs de développement durable des Nations Unies («ODD des Nations Unies») et au référentiel Future-Fit Business, qui définit également des objectifs de développement durable pour les entreprises. 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 sept autres ODD.

TransAlta a adopté cinq nouvelles cibles de développement durable visant les changements climatiques, la biodiversité, la sécurité et la chaîne d'approvisionnement.

Nous avons adopté une cible liée aux changements climatiques plus rigoureuse visant l'atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045. En 2021, TransAlta a approuvé une cible liée aux changements climatiques 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 aux plus récentes données scientifiques sur le climat et au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. Nous nous sommes aussi engagés à suivre et à présenter 80 % de nos émissions totales de portée 3 d'ici 2024.

De plus, TransAlta a approuvé deux nouvelles cibles relatives à la biodiversité qui soutiennent l'intention sous-tendant les recommandations du GIFCC.

Nous avons également rehaussé la cible concernant notre taux de fréquence totale des accidents enregistrables, et une nouvelle cible relative à la chaîne d'approvisionnement a été établie afin d'intégrer les considérations liées au développement durable dans nos chaînes d'approvisionnement.

En 2022, nous avons atteint nos cibles de réduction des émissions atmosphériques et de la consommation d'eau à l'échelle des centrales, en avance de quatre ans par rapport à la date prévue de 2026. En 2023, nous examinerons la possibilité d'établir de nouvelles cibles relatives aux émissions atmosphériques et à la consommation d'eau conformément à notre engagement d'améliorer continuellement notre performance environnementale.

Les objectifs sont décrits ci-dessous :

Objectifs ESG : Questions environnementales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	<p>D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington</p> <p>D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta</p>	<p>Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»</p> <p>Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»</p>
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m ³ 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 émissions atmosphériques	D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de 80 % des émissions de NO _x 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.»
Protection de la nature et de la biodiversité	<p>D'ici 2024, évaluation et présentation des risques et possibilités liés à la nature, notamment les dépendances de TransAlta aux écosystèmes, à la terre, à l'eau et à l'air, et l'incidence qu'elle a sur ceux-ci</p> <p>Aucun incident lié à la biodiversité</p>	Objectif 15.5 des ODD des Nations Unies : «Prendre d'urgence des mesures énergiques pour réduire la dégradation du milieu naturel, mettre un terme à l'appauvrissement de la biodiversité et, d'ici à 2020, protéger les espèces menacées et prévenir leur extinction.»
Réduction des émissions de GES	<p>D'ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015</p> <p>D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta</p> <p>D'ici 2024, suivi et présentation de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta</p>	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.»

Objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	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 0,32	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.»
Intégration des considérations en matière de développement durable dans la chaîne d'approvisionnement	D'ici 2024, 80 % de nos dépenses seront faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable	Objectif 12.7 des ODD des Nations Unies : «Promouvoir des pratiques durables dans le cadre de la passation des marchés publics, conformément aux politiques et priorités nationales.»
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	Cible de développement durable	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	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.»
	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	
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	Cible de développement durable	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 2022

En 2022, nous avons atteint notre objectif consistant à réduire de 80 % la production totale de déchets de TransAlta par rapport à la production de 2019. Nous avons également atteint nos objectifs 2026 de réduction des émissions atmosphériques et de la consommation d'eau. En 2022, la performance de TransAlta en matière de sécurité a été une réussite marquante dans nos mesures de la performance sociale. Au chapitre du taux de fréquence totale des accidents enregistrables, nous avons surpassé notre cible de performance exceptionnelle et avons obtenu notre meilleur résultat à ce jour.

La performance par rapport à nos cibles de développement durable de 2022 est décrite ci-dessous :

Objectifs ESG : Questions environnementales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	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	En voie de réalisation	Les travaux de remise en état à Centralia sont en cours.
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	En voie de réalisation	Notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, a été fermée le 31 décembre 2021 et les travaux de remise en état sont en cours.
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m ³ ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales	Atteint	Depuis 2015, nous avons réduit notre consommation d'eau de 20 millions m ³ , ou de 43 %, à l'échelle des centrales.
Réduction des déchets d'exploitation	D'ici 2022, réduction de 80 % de la production totale de déchets par rapport au niveau de référence de 2019	Atteint	En 2022, nous avons réduit la production totale de déchets de l'équivalent de 1 325 000 tonnes, ou 86 %, par rapport aux niveaux de 2019.
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de 80 % des émissions de NO _x par rapport aux niveaux de 2005	Atteint	Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO ₂ de 98 % et les émissions de NO _x de 83 %.
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	En voie de réalisation	Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 68 %. En 2022, nous avons réduit les émissions d'environ 2,3 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , ou 18 %, par rapport aux niveaux de 2021.
	D'ici 2050, atteinte de la carboneutralité	En voie de réalisation	

Objectifs ESG : Questions sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
Réduction des incidents liés à la sécurité	Taux de fréquence totale des accidents enregistrables de moins de 0,61	Atteint	En 2022, nous avons obtenu un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,39 comparativement à 0,82 en 2021. Notre excellente performance en matière de sécurité est attribuable à nos efforts pour renforcer notre culture de la sécurité, réduire les dangers, évaluer et améliorer la tolérance au risque et normaliser les informations et la technologie en matière de collecte de données.
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	Atteint	En 2022, le soutien a représenté une valeur totale de 457 000 \$. En 2021-2022, nous avons offert un soutien financier à 20 étudiants dans le cadre de notre partenariat avec Indspire et soutenu le programme du Southern Alberta Institute of Technology, qui offre à des étudiants autochtones la possibilité de suivre des programmes de rattrapage.
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	En voie de réalisation	En 2022, nous avons offert à tous les employés canadiens une formation sur la sensibilisation aux questions autochtones. La formation sera offerte aux employés en Australie et aux États-Unis d'ici la fin de 2023.

Objectifs ESG : Gouvernance

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
Renforcement de l'égalité des sexes	Représentation féminine de 50 % au sein du conseil d'ici 2030	En voie de réalisation	Au 31 décembre 2022, les femmes représentaient 36 % de la composition totale du conseil comparativement à 42 % en 2021, en raison de la retraite de l'une des membres du conseil.
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	En voie de réalisation	Au 31 décembre 2022, les femmes représentaient 26 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 24 % en 2021.
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	Atteint	En 2022, notre ratio d'équité salariale entre les hommes et les femmes s'élevait à 99 %. Nous avons entrepris un examen des niveaux de rémunération de base des employés non syndiqués ne faisant pas partie de la direction dans le cadre duquel nous avons comparé le salaire des femmes et celui des hommes pour des postes comparables.
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	Atteint	En 2022, le CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project) nous a accordé la note A-. Cette note nous classe au-dessus de la note moyenne régionale en Amérique du Nord (note C) et de la moyenne du secteur de la production d'énergie thermique (note B). En 2022, MSCI a rehaussé la note ESG de TransAlta, qui est passée de «BBB» à «A». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs.

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	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)	En voie de réalisation	En 2021, nous avons mis hors service ou converti toutes les centrales alimentées au charbon au Canada et fermé la mine de charbon de Highvale, ce qui a mis fin à toutes les activités de production d'électricité à partir du charbon au Canada. La centrale de Centralia aux États-Unis devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.
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	En voie de réalisation	En 2022, nous avons réussi à livrer 800 MW de nouvelle capacité, ou 40 % de la croissance visée de la capacité provenant d'énergies renouvelables. Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de fournir 2 GW de capacité supplémentaire d'ici 2025, conformément à notre plan de croissance de l'électricité propre.

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 111 ans avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. En 1997, nous avons commencé à exploiter notre premier parc éolien, en 2014, notre première centrale solaire et en 2020, notre première centrale de stockage par batteries. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 50 installations d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Depuis 2018, notre rapport sur la gestion des 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.

Stratégie et gestion du risque

Stratégie en matière de changements climatiques

Comme 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 adoptés en vertu de l'Accord de Paris et ceux qui ont été adoptés lors des réunions internationales sur le climat qui ont suivi. Notre stratégie est axée sur l'exploitation de nos actifs existants (éoliens, hydroélectriques, solaires, alimentés au gaz naturel et au charbon et de stockage par batteries), 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 2022, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 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 par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage par 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, et qui fournit des services essentiels de soutien du réseau à la société d'exploitation. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire au moyen d'un système de stockage d'énergie par 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, qui est en voie d'être achevé 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. CO₂ au cours des dix premières années d'exploitation. En 2022, TransAlta a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith afin de soutenir le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. L'expansion facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

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. Nous estimons que cette cible est conforme aux plus récentes données scientifiques sur le climat et au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. De plus, nous avons adopté une cible à long terme liée aux changements climatiques visant à accélérer l'atteinte de la carboneutralité pour les émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045. Cette cible ambitieuse est conforme à la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* visant l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050.

Nous prenons également des mesures stratégiques à l'égard de la décarbonation du secteur de l'énergie et pour appuyer la transition énergétique. En 2022, nous avons accompli une progression cumulative de 800 MW à l'égard du plan de croissance de l'électricité propre que nous avons annoncé en 2021. Ce plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergie renouvelable de 2 GW et de mettre en place un portefeuille de croissance de 5 GW d'ici 2025. En 2023, nous prévoyons prendre des décisions d'investissement définitives visant des projets d'énergie propre supplémentaires d'une capacité de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie. En 2025, nous mettrons 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 4 664 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW au gaz naturel. En comparaison, nos unités converties au gaz naturel génèrent environ 57 % moins d'émissions de CO₂ 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 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 par 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 pouvant être répartie 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.

Plan de transition climatique

Un plan de transition climatique présente les mesures qu'une entreprise prévoit prendre pour réduire les risques et accroître les possibilités en lien avec les changements climatiques, conformément aux recommandations du GIFCC. En 2022, TransAlta a élaboré son premier plan de transition climatique consolidé, qui expose son approche pour la réduction des émissions opérationnelles et des émissions liées à la chaîne de valeur, afin que ses activités d'exploitation soient carboneutres d'ici 2045. De plus, notre plan de transition climatique comprend des mesures en matière de finance durable et des mesures de transition inclusives qui cadrent avec l'engagement de TransAlta à l'égard de la transition vers une économie à faible émission de carbone. Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Finance durable» sous la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» et à «Transition inclusive» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

Notre plan de transition climatique présente les mesures que TransAlta a prises par le passé ainsi que les mesures qu'elle prévoit prendre à court terme (de 2023 à 2025) et à moyen ou long terme (à compter de 2026). Pour chacune de ces mesures, nous avons évalué notre capacité à contrôler (C) les résultats escomptés, à établir un partenariat (P) avec des parties prenantes afin d'atteindre les résultats ou à influencer (I) les résultats afin que nous puissions atteindre nos objectifs de décarbonation.

Le niveau le plus élevé de surveillance des questions liées aux changements climatiques, y compris les mesures de notre plan de transition climatique, est au niveau du conseil. Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Surveillance exercée par le conseil d'administration» sous la rubrique «Gouvernance en matière de changements climatiques» du présent rapport de gestion. Pour de plus amples renseignements sur la rémunération des membres de la direction fondée sur les cibles en matière de climat, 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 et les cibles à l'appui de notre plan de transition climatique, notamment les mesures financières liées aux changements climatiques, se reporter à «Changements climatiques : mesures et cibles» sous la rubrique «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion.

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Hydro-électricité	Nous sommes devenus le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. (C)	Fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement ciblé de 3,6 milliards de dollars d'ici la fin de 2025 (C)	Permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables d'ici 2030 (C)
Énergie éolienne et énergie solaire	De 2000 à 2022, nous avons augmenté notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 2 000 MW. (C) En 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction d'une capacité 200 MW, ainsi que des projets de parcs éoliens à un stade de développement avancé d'une capacité de 100 MW. (C)	D'ici 2025, générer un BAIIA provenant à hauteur de 70 % d'énergies renouvelables et de projets de stockage (C) D'ici la fin de 2025, accélérer la croissance des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client grâce au déploiement de notre filière de développement de 5 GW (C)	D'ici 2030, créer de nouvelles possibilités de croissance dans les énergies renouvelables et le stockage (C)
Stockage par batteries	La Société a exploité sa première centrale de stockage par batteries en 2020. (C) En 2022, la Société a commencé la construction d'un projet d'énergie solaire avec un système de stockage d'énergie par batteries de 48 MW en Australie. (C)	Mettre en valeur des installations de stockage par batteries d'une capacité allant jusqu'à 180 MW au Canada (C) Évaluer et déployer le stockage par batteries de pair avec les centrales d'énergies renouvelables, s'il y a lieu (C)	
Gaz naturel	En 2021, la Société a achevé ses conversions du charbon au gaz au Canada. (C) Depuis 2018, la Société a converti une capacité de 1 659 MW du charbon au gaz naturel. (C)	Exploiter des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie (C) Évaluer le déploiement de solutions fondées sur la nature ou de solutions techniques afin de neutraliser la production soutenue alimentée au gaz, s'il y a lieu (C) Évaluer l'utilisation d'énergie renouvelable et de gaz naturel à faible émission de carbone (C)	Neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production alimentée au gaz grâce au recours à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature (C)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Technologies et solutions émergentes en matière de réduction des émissions	<p>Nous avons commencé à explorer de nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et le captage du carbone. (P)</p> <p>En 2022, nous avons soutenu la mise en valeur de la production d'hydrogène à faible coût et à faible émission grâce à un investissement de 2 millions de dollars dans une entreprise canadienne. (P)</p>	<p>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 (P)</p> <p>Évaluer de nouvelles façons de soutenir nos clients grâce à des technologies de décarbonation autres que l'électrification (P)</p> <p>S'associer avec des entreprises chefs de file à l'échelle mondiale afin de cibler des technologies révolutionnaires aux premiers stades de développement grâce à un investissement de 25 millions de dollars américains dans un fonds à l'appui d'une décarbonation profonde. (P)</p> <p>Déceler les possibilités d'établir des partenariats et de tester et déployer de nouvelles technologies de production carboneutres. (P)</p> <p>Évaluer et déployer des technologies d'absorption des GES, s'il y a lieu (C)</p>	<p>Déployer de nouvelles technologies et solutions de production carboneutres, s'il y a lieu (C)</p> <p>Choisir des matériaux, des produits et des procédés qui produisent moins d'émissions de GES, principalement grâce à des économies d'énergie (C)</p>
Transition énergétique (charbon)	<p>Nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 664 MW depuis 2018, notamment en mettant fin à la production au charbon au Canada en 2021. (C)</p> <p>Nous avons fermé la dernière mine de charbon en 2021. (C)</p>	<p>Poursuivre les travaux de remise en état de nos mines de charbon (C)</p> <p>Contribuer à l'économie circulaire grâce à la réutilisation des déchets miniers ou à la vente de sous-produits miniers (C)</p>	<p>Abandonner la production alimentée au charbon d'ici 2026 (C)</p> <p>Achever la remise en état complète dans l'État de Washington d'ici 2040 et en Alberta d'ici 2046 (C)</p>

Légende : (C) Contrôler les résultats escomptés; (P) Partenariat avec des parties prenantes afin d'atteindre les résultats; (I) Influencer les résultats afin que nous puissions atteindre nos objectifs de décarbonation.

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Chaîne d'approvisionnement	Nous avons amélioré la fonction de gestion des fournisseurs dans le système d'approvisionnement de l'entreprise. (C)	<p>Établir des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement (C)</p> <p>Comprendre le profil des fournisseurs directs en matière d'émissions de GES et leurs cibles de réduction (C)</p> <p>Intégrer une capacité de présentation d'informations sur les questions ESG dans le système d'approvisionnement de l'entreprise (C)</p>	<p>Collaborer avec les fournisseurs afin d'évaluer les possibilités d'améliorer leurs cibles de réduction des émissions de GES (I)</p> <p>Établir des lignes directrices relatives à la participation des fournisseurs à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES (C)</p>
Chaîne de valeur	Nous avons présenté des informations sur un éventail d'émissions de GES de portée 3 à l'échelle de la Société. (C)	<p>Mettre à jour la méthode de présentation des informations sur les émissions de GES de portée 3 (C)</p> <p>Surveiller et présenter 80 % de nos émissions totales de portée 3 (C)</p>	Tenir compte des cibles de réduction des émissions de GES de portée 3 (C)
Finance durable	<p>En 2021, nous avons converti l'emprunt existant de 1,3 milliard de dollars en emprunt lié au développement durable en phase avec les cibles de réduction des émissions de GES et de représentation féminine au sein de l'effectif à l'échelle de la Société. (C)</p> <p>En 2021, nous avons obtenu un financement sous forme d'obligations vertes de 173 millions de dollars pour un projet de parc éolien admissible en Alberta. (C)</p> <p>En 2022, nous avons émis des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains pour des projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique admissibles. (C)</p> <p>Nous avons intégré la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction. (C)</p>	<p>Continuer d'évaluer le recours à des instruments financiers durables ou verts afin de financer des projets d'énergie renouvelable et des projets de stockage par batteries (C)</p> <p>Intégrer la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction (C)</p>	Continuer d'évaluer le recours à des instruments financiers durables ou verts afin d'augmenter notre capacité de production provenant d'énergies renouvelables et notre capacité de stockage par batteries (C)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045

	Mesures passées	Mesures à court terme (2023-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Transition inclusive	<p>Nous avons élaboré une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans. (C)</p> <p>Nous avons réalisé un recensement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion afin de favoriser un plus grand sentiment d'appartenance pour tous les employés à l'échelle de l'entreprise. (C)</p> <p>Nous avons établi des cibles en matière de santé organisationnelle et d'équité, de diversité et d'inclusion dans le cadre de la rémunération liée aux questions ESG. (C)</p> <p>En 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. (P)</p> <p>En 2016, nous avons convenu d'investir dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta. (P)</p>	<p>Augmenter le nombre de groupes de ressources offerts aux employés (C)</p> <p>Apporter des changements structurels aux environnements de travail afin de les rendre inclusifs (C)</p> <p>Offrir des possibilités de formation et de sensibilisation sur l'équité, la diversité et l'inclusion ainsi que des campagnes de célébration à longueur d'année (C)</p> <p>Poursuivre l'investissement d'un montant pouvant aller jusqu'à 55 millions de dollars d'ici 2025 pour soutenir la transition énergétique dans les collectivités de l'État de Washington (P)</p> <p>Poursuivre l'investissement dans les collectivités qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon en Alberta (P)</p> <p>Renforcer les relations avec les Autochtones en mettant l'accent sur l'engagement communautaire et la consultation, l'investissement dans les collectivités et les occasions de partenariat (P)</p> <p>Offrir une formation de sensibilisation à la culture autochtone à tous les employés d'ici la fin de 2023 (C)</p> <p>Promouvoir la diversité des fournisseurs dans le cadre de nos activités (C)</p>	<p>Mettre en place des groupes de ressources pour les employés avec l'aide de partenaires en matière d'équité, de diversité et d'inclusion (P)</p> <p>Améliorer le recrutement et le maintien en poste des femmes afin d'atteindre les cibles de représentation féminine au sein de l'effectif (C)</p> <p>Maintenir des pratiques de planification de la relève afin d'augmenter la représentation féminine au sein de la haute direction (C)</p> <p>Augmenter la représentation féminine dans le secteur de la production d'énergie en encourageant les femmes à entreprendre une carrière dans le domaine de l'électricité (C)</p> <p>Accroître les occasions de faire appel à des fournisseurs qui répondent aux critères de diversité dans nos processus d'approvisionnement (C)</p> <p>Continuer de renforcer nos relations avec les Autochtones en mettant l'accent sur les occasions de partenariat avec les collectivités locales (P)</p> <p>Offrir un soutien continu aux organisations communautaires locales, conformément à nos piliers d'investissement communautaire dans les régions où nous exerçons nos activités et favorisons la croissance des collectivités (P)</p>

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 des mesures prises par la Société face aux changements climatiques est déléguée au comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD»), au comité d'audit, des finances et des risques («CAFR») et au comité de la performance des investissements («CPI») du conseil.

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 de la part de la vice-présidente directrice, Affaires juridiques, commerciales et externes 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 celles sur 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 examine et met à jour chaque année la stratégie de la Société. En 2022, les séances de planification stratégique du conseil ont porté notamment sur les questions liées aux changements climatiques et comprenaient l'examen des initiatives et stratégies de croissance, de la répartition du capital et d'autres questions. 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. En 2022, quatre des onze membres du 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. Notre vice-présidente directrice, Affaires juridiques, commerciales et externes, fournit au conseil ainsi qu'au président et chef de la direction des informations sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques afin d'aider la Société à orienter sa stratégie commerciale et à se conformer à ses objectifs de réduction des émissions de GES. 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 (incitatif à court terme et incitatifs à long terme) 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.

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 possibles 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»).

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 sont déployés pour réduire les émissions. 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.

En 2022, nous avons examiné les constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques et mis à jour les mesures prises par la direction en conséquence.

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 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. Au Canada, d'importants investissements pour la décarbonation du réseau devraient affluer en Alberta, comme la plupart des autres marchés provinciaux 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 et que le gaz joue dorénavant un rôle de filet de sécurité en matière de fiabilité énergétique. 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>

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
NZE	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 en fonction de la disponibilité et du coût du stockage d'énergie. La fluctuation du prix de l'électricité et l'incertitude accrue du marché devraient influencer sur nos profits.	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.	La hausse des coûts opérationnels attribuable à l'augmentation de la tarification du carbone à 205 \$ US/tonne d'éq. CO ₂ 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.
SDS	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.	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.	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 ₂ 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.
STEPS	Alors que des subventions minimales 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.	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.	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.

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
Mesures prises par la direction	<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. L'intensité en CO₂ de nos unités converties au gaz naturel est inférieure d'environ 57 % à celle des 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, Industrie, innovation et infrastructures. En parallèle, nous continuons de faire croître notre portefeuille d'énergie renouvelable. D'ici la fin de 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. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de 68 %. 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 2045. 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
Description	<p>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.</p>	<p>Il existe des possibilités de développement de systèmes de stockage par 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 par batteries à des prix concurrentiels favorise une plus grande adoption des énergies renouvelables.</p>
NZE	<p>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.</p>	<p>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.</p>
SDS	<p>Une croissance de la production d'électricité renouvelable d'environ 550 % est attendue d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019, faisant en sorte que les énergies renouvelables constituent 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.</p>	<p>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.</p>

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie	Développement de nouvelles technologies
STEPS	<p>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. 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.</p>	<p>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.</p>
Mesures prises par la direction	<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 2022, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 900 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 par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage par 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 par 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. Les travaux de construction ont commencé en 2022 et devraient se terminer au début de 2023.</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 par 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, sans toutefois devenir 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. 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.

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. De plus, la demande continue d'être forte de la part du secteur privé pour de la production d'énergie à zéro émission visée par des contrats afin de soutenir l'atteinte des objectifs de développement durable des entreprises.
- 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 aidera la Société à répondre à la demande croissante provenant des clients et de la politique gouvernementale pour de la production d'électricité propre.
- Nous misons sur la construction et l'acquisition d'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.
- La croissance de notre production d'électricité propre visée par des contrats 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 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 et le stockage d'énergie.

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 par la direction» ci-après).
- La mise en place de nouveaux incitatifs fédéraux importants pour la production d'énergie propre pourrait intensifier la concurrence dans le domaine des énergies renouvelables.

Possibilités

- L'atteinte des objectifs climatiques du gouvernement et le respect des engagements du secteur privé à l'égard du développement durable nécessiteront une croissance rapide et soutenue de la production d'électricité à zéro émission au cours de prochaines décennies. 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, étatiques et du secteur privé.

- 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 43 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et vise l'atteinte d'une économie nationale carboneutre d'ici 2050. Le gouvernement envisage d'apporter des modifications au mécanisme de sauvegarde, mais ces modifications ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les actifs de TransAlta. 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.
- La forte demande des entreprises pour des solutions d'énergie propre dans les secteurs des ressources naturelles en Australie présente pour TransAlta une occasion de tirer parti de son expertise afin d'aider les clients à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Mesures prises par la direction

- Dans le cadre de son plan de croissance de l'électricité propre, TransAlta continue d'offrir des solutions d'énergie propre à ses clients du secteur des ressources naturelles en Australie-Occidentale. Grâce à notre portefeuille croissant de technologies, notamment la production d'énergies renouvelables et le stockage d'énergie, nous offrons à nos clients des solutions visées par des contrats axées sur les besoins en matière d'énergie fiable et durable.
- TransAlta continue également d'examiner les possibilités d'augmenter sa capacité de production d'énergie propre conformément aux objectifs climatiques nationaux et étatiques de l'Australie.
- Les actifs de TransAlta font principalement l'objet de contrats assortis de dispositions de transfert des coûts de conformité liés au carbone 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 responsable de l'innovation en matière d'énergie 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 par 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 par batteries pour son aspect économique, tout en surveillant l'incidence éventuelle de la technologie du stockage par batteries sur la production d'électricité au gaz naturel. En 2020, nous avons achevé notre premier projet de stockage par 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 par batteries (48 MW) en Australie-Occidentale. Nous continuons d'étudier la possibilité du stockage par 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 3,6 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 «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» 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 par batteries à grande échelle. En outre, nous avons formé des équipes axées sur la croissance des énergies propres au Canada, aux États-Unis et en Australie. En 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW et établi un portefeuille de projets de croissance potentiels qui comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement. 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 plan clair d'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 naturel. 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 matériels liés aux 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. Nous continuons d'enquêter sur les impacts physiques des changements climatiques sur nos actifs d'exploitation.

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 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. Au Canada, à l'approche du 10^e anniversaire des inondations de 2013 dans le sud de l'Alberta, nous continuons de mettre en œuvre des projets qui renforcent la résilience de nos centrales hydroélectriques en cas de phénomènes climatiques extrêmes. Nous avons également modifié nos activités d'exploitation dans plusieurs de nos installations conformément à une entente conclue avec le gouvernement de l'Alberta, qui vise à réduire le risque d'inondation au printemps tout en reconnaissant que les changements climatiques pourraient entraîner une multiplication des sécheresses dans l'avenir. TransAlta continue de participer à des groupes réunissant de multiples parties prenantes qui cherchent à trouver des options pour assurer la résilience climatique dans le sud de l'Alberta.

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 à long terme du régime climatique 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 avons fixé nos objectifs et cibles en matière de changements climatiques en nous appuyant sur les ODD des Nations Unies. Au fil du temps, nous nous sommes distingués par des mesures qui témoignent de notre leadership en matière de changements climatiques.

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

Croissance de l'énergie propre		
Cible de développement durable	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; capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz
Exercice	2022	2025
Progrès	<p>Croissance en matière d'énergies renouvelables</p> 	
Remarques	<p>En 2022, nos projets d'énergie renouvelable comprenaient la construction des projets suivants : le projet de parc éolien Garden Plain en Alberta, visé par un CAÉ avec Pembina Pipeline (100 MW) et par un contrat conclu avec un nouveau client de première qualité reconnu mondialement (30 MW); les projets de parcs éoliens White Rock en Oklahoma (300 MW), visés par deux CAÉ conclus avec Amazon; le projet de parc éolien Horizon Hill en Oklahoma (200 MW), visé par un CAÉ conclu avec une filiale de Meta; et le projet d'énergie solaire avec système de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale (48 MW), visé par un CAÉ avec BHP.</p>	<p>En 2022, la production à partir d'énergies renouvelables et de gaz naturel représentait environ 89 % de notre capacité totale de production nette détenue de 6 246 MW. En 2021, nous avons achevé l'élimination complète du charbon au Canada. Aux États-Unis, l'unité restante de Centralia devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.</p>
Rapprochement avec les ODD des Nations Unies	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

Cible de développement durable	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												
Exercice	2026	2050												
Progrès	<p>Objectif de 2026 – 75 % 2022 – 68 %</p>	<p>Émissions de GES (millions de tonnes de CO₂)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Année</th> <th>Émissions (millions de tonnes de CO₂)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2015</td> <td>32,2</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>16,4</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>12,5</td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>10,2</td> </tr> <tr> <td>Objectif 2026</td> <td>8,1</td> </tr> </tbody> </table>	Année	Émissions (millions de tonnes de CO ₂)	2015	32,2	2020	16,4	2021	12,5	2022	10,2	Objectif 2026	8,1
Année	Émissions (millions de tonnes de CO ₂)													
2015	32,2													
2020	16,4													
2021	12,5													
2022	10,2													
Objectif 2026	8,1													
Remarques	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 75 % nos émissions de GES d'ici 2026. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de 22 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , ou 68 %.	En 2022, nous avons réduit nos émissions d'environ 2,3 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , ou 18 %, par rapport aux niveaux de 2021. Nous avons également adopté une cible plus rigoureuse visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045. Nous croyons que notre plan de croissance de l'électricité propre nous permettra d'atteindre cette cible.												
Rapprochement avec les ODD des Nations Unies	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 2022 ont été 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, par secteur d'activité et par pays, en millions de tonnes d'éq. CO₂. 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	2022	2021	2020
Portée 1	10,2	12,4	16,3
Portée 2	0,1	0,1	0,1
Total des émissions de GES	10,2	12,5	16,4

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz	6,3	6,5	7,7
Transition énergétique	4,0	6,0	8,6
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
Total des émissions de GES	10,2	12,5	16,4

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Australie	0,9	1,0	1,1
Canada	5,2	7,9	9,4
États-Unis	4,1	3,6	5,9
Total des émissions de GES	10,2	12,5	16,4

En 2022, nos émissions de GES (de portée 1 et 2) produites dans le cours normal des activités d'exploitation se sont élevées à 10,2 millions de tonnes, ce qui représente une réduction d'environ 18 %, ou 2,3 millions de tonnes d'éq. CO₂, par rapport à 2021. 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 emplacements 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.

Le tableau suivant présente 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 nouvel 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)	2022	2015
Total des émissions de GES (en millions de tonnes éq. CO₂)	8,1	10,2	32,2

Émissions de portée 3

Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2022 sont de l'ordre de quatre millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation.

Finance durable

La finance durable consiste à prendre en compte les facteurs ESG (p. ex., les changements climatiques, la biodiversité, les droits de la personne) dans les décisions d'investissement. La finance durable est un pilier central du plan de transition climatique de TransAlta. Ainsi, nous utiliserons les sources de financement disponibles pour les activités économiques et les projets durables afin de financer notre transition énergétique vers des activités d'exploitation carboneutres.

TransAlta déploie du financement vert et durable en vue d'élargir son portefeuille d'énergie renouvelable et de faire progresser sa transition vers l'énergie propre. Ce placement soutient notre objectif visant à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre. Depuis 2020, nous avons émis des obligations vertes de 703 millions de dollars et converti notre facilité de crédit renouvelable de 1,3 milliard de dollars d'une durée de quatre ans en emprunt lié au développement durable.

En novembre 2022, TransAlta a émis des obligations vertes de premier rang de 400 millions de dollars américains (533 millions de dollars); un montant égal au produit net des obligations servira à financer de nouveaux projets verts admissibles ou à refinancer des projets verts admissibles existants. Les obligations ont été émises aux termes du cadre des obligations vertes de TransAlta, qui s'appuie sur les Principes applicables aux obligations vertes publiés par l'International Capital Market Association. Pour plus de précisions, se reporter à «Appel public à l'épargne pour les obligations vertes de premier rang en dollars américains et publication du cadre des obligations vertes en prévision de l'émission inaugurale» sous la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. En 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, Windrise Wind LP, a réalisé un placement d'obligations vertes garanties d'environ 173 millions de dollars (valeur nominale) par voie de placement privé.

En 2021, TransAlta a converti une facilité de crédit renouvelable consortiale existante de 1,3 milliard de dollars en emprunt lié au développement durable. Selon les modalités de l'emprunt, le coût d'emprunt est lié aux cibles de la Société en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes. Les emprunts liés au développement durable sont définis comme étant tout type d'instrument d'emprunt ou de facilité conditionnelle (lignes de cautionnement, lignes de garanties ou lettres de crédit, par exemple) qui incitent les emprunteurs à atteindre des cibles de performance prédéterminées et ambitieuses en matière de développement durable.

Le tableau ci-dessous présente la valeur comptable des obligations vertes émises et le montant total de la facilité de crédit pour notre portefeuille d'activités financières liées aux questions ESG.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Obligations vertes ¹	703	171	s. o.
Emprunts liés au développement durable	1 250	1 250	s. o.

1) Les obligations vertes sont liées aux obligations vertes de premier rang émises en 2022 et à l'obligation verte du parc éolien Windrise émise en 2021.

Mesures financières relatives aux changements climatiques

Selon les résultats des analyses de scénarios liés aux changements climatiques réalisées en 2021, compte tenu d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C, il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergie renouvelable dans tous les scénarios et tous les emplacements. En 2022, nos produits des activités ordinaires tirés de la production d'énergie renouvelable (énergies solaire, éolienne et hydroélectrique) se sont élevés à 1 014 millions de dollars (731 millions de dollars en 2021), soit 29 % du total des produits des activités ordinaires en 2022.

Nous continuons de mettre en œuvre le plan de croissance de l'électricité propre visant à fournir une capacité supplémentaire de 2 GW et un portefeuille de croissance de 5 GW d'ici 2025 grâce à des décisions d'investissement définitives visant des projets d'énergie propre supplémentaires d'une capacité de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie en 2023. Les dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable se sont élevées à 666 millions de dollars en 2022 (326 millions de dollars en 2021).

Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, notre objectif est que 70 % du BAIIA ajusté provienne des énergies renouvelables et du stockage d'ici la fin de 2025. En 2022, le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 838 millions de dollars (584 millions de dollars en 2021), soit 51 % du BAIIA ajusté total. 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. Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2022 se sont élevés à 53 millions de dollars (40 millions de dollars en 2021).

Les informations fournies concernant les mesures financières relatives aux risques et aux possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta sont conformes aux recommandations du GIFCC. Le tableau ci-dessous résume nos mesures financières relatives aux changements climatiques.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Dépenses d'investissement liées à la production d'énergie renouvelable ¹	666	326	158
BAlIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable ²	838	584	353
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux ³	53	40	25
Produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable ⁴	1 014	731	486

- 1) Les dépenses d'investissement de croissance englobent les montants engagés pour des projets de croissance et des acquisitions liés à la production d'énergie renouvelable, notamment la construction du parc éolien Windrise achevée en novembre 2021, l'acquisition du portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord en novembre 2021, et la construction du projet de parc éolien Garden Plain, des projets de parcs éoliens White Rock, du projet de parc éolien Horizon Hill et du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre. Le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith est exclu.
- 2) Le BAlIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable englobe les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens, les parcs solaires et les centrales de stockage par batteries. 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.
- 3) Les produits tirés de la vente d'attributs environnementaux correspondent au montant total des crédits environnementaux liés à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire, compte non tenu de toute autre incidence de la consolidation.
- 4) Les produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable englobent les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens, les parcs solaires et les centrales de stockage par batteries.

Conformité aux recommandations du GIFCC

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	Section
Gouvernance	
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
Stratégie	
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
Gestion du risque	
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
Mesures et cibles	
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 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

Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies

TransAlta accorde de plus en plus une véritable importance à la technologie et à l'innovation. Nous innovons depuis longtemps. TransAlta a été à l'avant-garde de l'innovation dans le secteur de la production d'électricité depuis le début du 20^e 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. En 2015, nous avons fait notre premier investissement dans la technologie solaire au Massachusetts et en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta. Nous cherchons maintenant à promouvoir l'adoption de nouvelles technologies qui cadrent avec le plan de croissance de l'électricité propre. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier et intellectuel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie

En 2021, dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre, nous avons mis sur pied une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie, chargée d'explorer, de privilégier et de déployer de nouvelles technologies de production d'électricité carboneutres qui respectent les quatre piliers sous-tendant nos activités : l'abordabilité, la fiabilité, la sécurité et l'absence d'émissions. Au fil de l'expansion de nos activités dans le secteur des énergies renouvelables, l'équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie étudie ce que nous devrions ajouter à nos actifs de production éolienne, solaire et hydroélectrique afin d'offrir à nos clients de l'électricité propre, fiable et abordable. Parallèlement, elle adopte une vue d'ensemble à l'égard de l'électrification afin de déceler les nouvelles possibilités commerciales connexes qui pourraient se présenter à TransAlta.

Énergie renouvelable

Actuellement, nous exploitons 944 MW d'énergie hydroélectrique, 1 906 MW d'énergie éolienne et de stockage par batteries, et 143 MW d'énergie solaire. Nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire.

En 2022, TransAlta a conclu un contrat d'achat d'énergie renouvelable à long terme avec une filiale de Meta visant la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW situé en Oklahoma. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du projet de parc éolien Horizon Hill. Le parc éolien comprendra un total de 34 éoliennes Vestas. La construction a commencé à l'automne 2022 et la mise en service devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023.

Nous avons également conclu un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW, qui sera situé en Alberta. Nous fournirons de l'électricité renouvelable et des attributs environnementaux à un nouveau client de première qualité reconnu mondialement. En 2021, TransAlta a conclu un CAÉ à long terme avec Pembina Pipeline visant l'enlèvement de 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain. Le projet a commencé en 2021, et la mise en service est prévue au début de 2023.

En 2022, TransAlta a identifié Amazon comme le client pour les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés en Oklahoma. En 2021, nous avons conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon visant l'enlèvement de la totalité de la production des projets. Les activités de construction ont commencé à l'automne 2022 et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2023.

En 2021, TransAlta a acquis un portefeuille de sites solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord, qui a grandement contribué 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.

En 2021, TransAlta a convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie par 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 par 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 Southern Cross Energy de 169 MW de TransAlta. 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. CO₂ 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 au premier semestre de 2023.

TransAlta travaille à l'expansion de sa filière de développement. En 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW et établi un portefeuille de projets de croissance potentiels qui comprend 374 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 3 891 MW à 4 991 MW de projets aux premiers stades de développement.

Expansion des solutions en matière d'énergie

Stockage par batteries

Nous continuons d'investir dans le stockage par batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet WindCharger, la première installation de stockage par 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.

Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, fournira de l'électricité solaire renouvelable et un système de stockage d'énergie par batteries. Le projet de stockage d'énergie comprend le système de stockage d'énergie par batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh, qui sera intégré au réseau éloigné 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.

Solutions futures

Hydrogène

En février 2022, nous avons annoncé un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans la ronde de financement de série A d'Ekona. Le placement permettra de soutenir la commercialisation de la nouvelle plateforme technologique de pyrolyse du méthane d'Ekona, qui produit de l'hydrogène turquoise plus propre et à moindre coût. Si elle s'avère efficace, la technologie distribuée par Ekona permettra la production d'hydrogène sur place, éliminant ainsi les frais élevés de transport d'hydrogène, et son sous-produit de carbone solide permettra la production d'hydrogène à faible coût et à faible émission sans qu'il soit nécessaire de séquestrer le carbone. TransAlta, qui est membre du comité stratégique d'Ekona, continuera de travailler avec l'entreprise à mesure qu'elle développe sa technologie de pyrolyse.

Solutions fondées sur la nature

Les solutions fondées sur la nature sont des actions visant à protéger, gérer durablement et restaurer les écosystèmes naturels et modifiés, qui répondent aux défis de la société de manière efficace et adaptative tout en bénéficiant aux personnes et à la nature. TransAlta évalue activement les solutions fondées sur la nature comme mesures d'élimination du carbone afin de neutraliser les émissions, bien que limitées, que nous ne pouvons pas éliminer pour le moment.

Extraction directe dans l'air

Les technologies d'extraction directe dans l'air permettent d'extraire le CO₂ directement de l'atmosphère. Le CO₂ peut être stocké de manière permanente dans des formations géologiques souterraines, et est ainsi éliminé de façon permanente. TransAlta continue d'examiner les avantages de l'extraction directe dans l'air comme solution pour éliminer le dioxyde de carbone afin de soutenir sa transition et celle de ses clients vers des activités carboneutres.

Captage, utilisation et stockage du carbone («CUSC»)

Nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies, comme le CUSC, en vue de réduire les émissions de GES. 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.

Technologies disruptives

En mai 2022, nous nous sommes engagés à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier, lequel investira dans des entreprises de technologies novatrices en phase de démarrage qui permettront d'accélérer la transition vers la carboneutralité. Le placement de TransAlta dans le Fonds Frontier d'EIP lui donne l'occasion de mettre en commun des fonds avec certaines des plus importantes entreprises de services publics aux États-Unis et en Europe afin de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer des technologies qui appuieront ses objectifs de décarbonation. Pour plus de précisions, se reporter à «Placement dans Energy Impact Partners» sous la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Fusion

Les technologies de fusion cherchent à recréer les réactions de fusion qui alimentent le soleil en fusionnant deux molécules d'hydrogène. Si elle s'avère efficace, la fusion fait miroiter une promesse d'énergie à faible coût qui produit des déchets nucléaires de plus courte durée de vie. La technologie de fusion a atteint un tournant important en 2022, notamment grâce à l'équipe du Lawrence Livermore National Laboratory, qui a réussi à obtenir un gain d'énergie net. Conjugée avec un investissement de capitaux sans précédent dans des entreprises de fusion, cette avancée a fait naître un enthousiasme renouvelé à l'idée que la fusion pourrait dépasser les technologies de production d'énergie actuelles.

Par l'intermédiaire d'EIP, TransAlta a établi un partenariat avec ZAP Energy, une entreprise en démarrage chef de file dans le domaine de la fusion. La technologie de Zap Energy stabilise le plasma d'hydrogène grâce à un flux cisailé (envoi de courant le long d'une colonne, créant un champ magnétique qui confine et comprime le plasma) plutôt qu'à des champs magnétiques. En septembre 2022, ZAP a annoncé qu'elle réaliserait une étude de faisabilité concernant la rénovation de l'ancienne centrale au gaz de Big Hanaford de TransAlta située à Centralia afin de la convertir en centrale pilote à fusion à striction axiale (Z-pinch), la première du genre. ZAP a reçu 1 million de dollars du Centralia Coal Transition Grants Energy Technology Board dans le cadre de nos investissements liés à la transition énergétique en vue de l'abandon du charbon dans l'État de Washington.

Développement des idées et innovation

Développement des idées

Chez TransAlta, le programme Rise (anciennement appelé Greenlight) continue d'être une force motrice de la forte culture de conception d'idées et de résolution de problèmes. 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 dirigeants dans l'ensemble de l'organisation.

Conférences Supplier Innovation

Nous faisons également la promotion d'une autre initiative, la série de conférences Supplier Innovation, qui vise à outiller nos employés en leur offrant des connaissances sectorielles pertinentes sur des concepts novateurs. Nous y invitons 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. Les conférences, qui reflètent invariablement les valeurs et la culture organisationnelle de TransAlta axées sur l'innovation et l'apprentissage, ont pour but d'informer nos employés sur les différents concepts novateurs et les différentes technologies en cours de développement dans notre secteur qu'ils peuvent mettre à profit dans l'organisation, de même que d'établir des relations avec des entreprises à la fine pointe. En 2022, la série de conférences a également permis de parrainer plusieurs organismes de bienfaisance qui ont tiré parti des technologies abordées ou que le conférencier soutient dans le cadre des initiatives ESG et des initiatives en matière d'équité, de diversité et d'inclusion de son organisation.

En 2022, nous avons présenté huit séances portant sur quatre catégories différentes : l'innovation en matière d'énergie, l'innovation opérationnelle, l'innovation numérique et la mentalité axée sur l'innovation. Lors de la séance sur l'innovation en matière d'énergie, nous nous sommes penchés sur l'évolution des questions ESG. Ces dernières, qui étaient des exigences fonctionnelles il y a quelques années, sont devenues des inducteurs de valeur fondamentaux pour les sociétés. Nous en avons appris davantage sur le rôle prometteur des petits réacteurs nucléaires modulaires à l'échelle nationale et internationale. Nous avons également tenu une causerie avec un de nos clients, qui a expliqué comment son partenariat avec TransAlta lui donne accès à des solutions qui soutiennent la transition vers l'énergie propre. Dans la séance consacrée à l'innovation opérationnelle, nous avons discuté de ce à quoi pourraient ressembler les réunions à l'avenir dans un environnement de travail hybride et souligné l'importance d'adopter un modèle d'affaires prônant des services partagés centrés sur le client. Dans le volet sur l'innovation numérique, nous avons examiné des applications en matière de santé et sécurité pour nos travailleurs de première ligne et réfléchi à la possibilité d'utiliser le renseignement géospatial afin d'optimiser et de transformer le secteur des services publics. Enfin, lors de la séance portant sur le développement d'une mentalité axée sur l'innovation, nous avons examiné le tableau périodique de l'innovation, qui regroupe 10 principaux types d'innovation, et réfléchi à la façon dont nous pouvons utiliser cet outil pour stimuler notre propre créativité.

Analyse et automatisation

Analyse et optimisation des actifs

L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs de TransAlta 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. L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs s'occupe également des fonctions relatives aux rapports sur la production pour ces actifs, et elle participe activement aux projets visant à améliorer ces rapports.

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.

Automatisation et robotique

TransAlta a créé l'équipe responsable des données et de l'innovation en 2019 pour moderniser son infrastructure de données et 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, d'ingénieurs de données, d'analystes de données, de développeurs de logiciels, d'ingénieurs et de spécialistes en intégration de données. L'équipe concentre ses efforts sur la création de valeur grâce à l'innovation numérique, notamment par la modernisation de la stratégie et des plateformes de gestion des données, la distribution rapide d'applications basées sur des données, la conception et la mise en œuvre de modèles d'analytique avancée et d'apprentissage automatique et l'automatisation des processus robotiques afin d'éliminer les tâches manuelles.

Voici quelques points saillants des travaux accomplis en 2022 :

- L'équipe responsable des données et de l'innovation a fait appel à des partenaires à l'échelle de l'entreprise pour faire progresser sa plateforme de gestion de la performance, GenOS, afin d'offrir de nouvelles caractéristiques qui améliorent la performance et la gestion de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable. Grâce à des améliorations clés des processus, notamment l'analyse avancée de la performance, qui tire parti de l'apprentissage machine, de modèles d'analytique avancée et de sciences des données, nos exploitants disposent de renseignements plus détaillés leur permettant d'optimiser la performance des actifs dans l'ensemble du portefeuille. Conçue en interne, la plateforme GenOS présente de l'information axée sur les données concernant nos actifs éoliens, solaires, alimentés au gaz et hydroélectriques.
- L'expansion importante de notre programme d'automatisation avancé a entraîné une hausse du nombre de processus que nous avons automatisés; les experts peuvent ainsi consacrer plus de temps à des possibilités représentant une plus grande valeur. En s'associant à des chefs de file dans le domaine de l'automatisation, TransAlta peut tirer parti de technologies d'envergure afin de concevoir rapidement des outils personnalisés d'automatisation des processus par la robotique à l'échelle de la Société.
- Nous avons poursuivi le 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 2022 a travaillé sur six cas, notamment la surveillance du bon état des composantes pour nos modèles de prévision relatifs aux actifs éoliens et solaires.

- Tournée vers l'avenir, l'équipe responsable des données et de l'innovation a lancé le programme TransAlta numérique, qui vise à relever et à planifier les principales capacités commerciales requises pour répondre à l'évolution du secteur d'activité et de l'environnement technologique au cours des cinq prochaines années. Le programme vise à mettre à profit l'innovation numérique dans les principaux axes de possibilités au sein des équipes d'exploitation, de croissance, du siège social et de négociation. En 2022, nous avons tenu des séances de création d'idées au sein de la Société et avec des partenaires du secteur.

Drones

En avril 2022, TransAlta a mis sur pied le conseil d'inspection robotique. Le conseil a pour mission de coordonner et d'évaluer l'utilisation de drones aux fins d'inspections robotiques afin d'accroître la valeur pour l'entreprise grâce au renforcement de la sécurité, à la diminution des coûts d'inspection et à l'amélioration de la communication. Conformément à la valeur fondamentale de sécurité de TransAlta, le conseil a défini les obligations de l'entreprise relativement à l'utilisation sécuritaire d'aéronefs télépilotés dans le portefeuille de TransAlta. Le conseil a également rencontré des fournisseurs et des pairs du secteur afin d'en savoir plus sur les possibilités associées à ces technologies et sur leur mode de déploiement. Des inspections robotiques des actifs alimentés au gaz et des actifs hydroélectriques de TransAlta ont été réalisées. Le conseil examine d'autres applications dans notre portefeuille d'énergie renouvelable pour 2023.

Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives

Nous 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.

Transition inclusive

En guise de soutien à la transition énergétique, TransAlta honore depuis 2015 son engagement d'investir 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 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 and 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 9,5 millions de dollars américains, l'Economic and Community Development Board, 15 millions de dollars américains, et l'Energy Technology Board, 15 millions de dollars américains.

Parmi les projets particuliers que les conseils ont financés en 2022 figurent l'octroi d'une subvention au Twin Transit afin de soutenir l'installation du premier électrolyseur d'hydrogène vert conteneurisé au port de Chehalis, dans le sud-ouest de l'État de Washington, qui fournira une source fiable d'hydrogène local, à proximité du marché; l'octroi d'un soutien financier pour le projet de démonstration d'énergie propre qui utilise l'acide formique comme porteur d'hydrogène liquide au port de Tacoma et ailleurs dans l'État de Washington, une initiative visant à remplacer l'utilisation de combustibles fossiles pour la réfrigération des conteneurs; et l'attribution d'un soutien financier pour les systèmes d'énergie solaire à l'intention des organisations ou des organismes sans but lucratif dans l'État de Washington.

De plus, en 2016, TransAlta a annoncé qu'elle avait conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta relativement à la cessation des émissions provenant des centrales de production d'électricité alimentées au charbon en Alberta (entente sur l'élimination du charbon). Dans le cadre de l'entente sur l'élimination du charbon, TransAlta investit dans des programmes et des initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales qui subissent les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon pendant la transition.

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. Notre travail a été reconnu par nos clients, dont le taux de fidélisation moyen des trois dernières années s'élève à 88 %.

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 d'examiner la possibilité de fournir aux clients en tout temps de l'énergie sans émissions de carbone afin de les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

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 émissions de GES. La production à partir d'énergies renouvelables en 2022 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,7 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients.

Notre expérience dans le développement et l'exploitation d'installations de production d'énergie à faible teneur en carbone est mise en évidence ci-dessous.

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	111
Gaz naturel	72
Énergie éolienne	25
Énergie solaire	8
Systèmes de stockage d'énergie par batteries	2

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

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. Les employés doivent obligatoirement suivre notre formation annuelle sur le code de conduite avant de signer le code de conduite. 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.

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. Pour certains engagements d'approvisionnement par exemple, nous voulons 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

La chaîne d'approvisionnement est un pilier de notre plan de croissance de l'électricité propre en vue de mener des activités carboneutres. Nous avons amélioré la fonction de gestion des fournisseurs dans le système d'approvisionnement de la Société et travaillons à mettre en place une capacité de présentation des données sur les questions ESG. Au cours des prochaines années, nous élaborerons des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement et nous efforcerons de comprendre le profil des fournisseurs directs en matière d'émissions de GES et leurs cibles de réduction. Notre plan à long terme consiste à collaborer avec les fournisseurs afin d'évaluer les possibilités d'améliorer leurs cibles de réduction des émissions de GES et établir des lignes directrices relatives à la participation des fournisseurs à l'atteinte des cibles de réduction des GES.

En 2022, TransAlta a approuvé une nouvelle cible consistant à intégrer les considérations liées au développement durable dans nos chaînes d'approvisionnement. Notre cible se lit comme suit : «D'ici 2024, 80 % de nos dépenses seront faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable.» Cette cible est conforme à l'intention de l'objectif 12.7 des ODD des Nations unies : «Promouvoir des pratiques durables dans le cadre de la passation des marchés publics, conformément aux politiques et priorités nationales.»

Notre code de conduite à l'intention des fournisseurs 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.

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 les centrales et dans 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 cinq piliers : l'engagement communautaire et la consultation, le développement commercial, l'investissement dans les collectivités, l'emploi, et la formation et la sensibilisation. 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.

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 2022, TransAlta a offert plus de 457 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones, soit 20 % 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^e 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 Sioux Nakoda 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.

- **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.
- **Read On Literacy Program** – En 2022, TransAlta a soutenu la création d'un programme d'alphabétisation à l'intention des Autochtones qui vise à encadrer des jeunes dans des écoles des Premières Nations afin qu'ils atteignent leur plein potentiel sur les plans académique, personnel et social grâce à la promotion de valeurs de base, notamment l'éducation, l'alphabétisation, la fierté culturelle et la prise de bonnes décisions de vie. TransAlta a parrainé le Read On Literacy Program afin que des élèves du primaire en Alberta puissent bénéficier de l'initiative en 2023.
- **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.

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 2022, tous les employés au Canada ont suivi la formation de sensibilisation à la culture autochtone. La formation sera offerte aux employés aux États-Unis et en Australie en 2023.

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.

Nos parties prenantes

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 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	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 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 2022, l'engagement des parties prenantes a été mis de l'avant notamment dans le cadre d'une journée portes ouvertes virtuelle concernant le projet de stockage d'énergie par batteries WaterCharger, d'une journée portes ouvertes publique concernant le démantèlement et la remise en état de la mine de Highvale, d'une journée portes ouvertes publique concernant le projet de parc éolien Tempest, d'une réunion virtuelle sur la gestion de Bow River avec les parties prenantes et les utilisateurs à des fins récréatives, et du plan de réfection du parc éolien de Kent Hills.

Investissements dans les collectivités

En 2022, TransAlta a remis environ 2,3 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (3,0 millions de dollars en 2021), 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 1,2 million de dollars pour Centraide. TransAlta soutient Centraide depuis plus de 30 ans et a versé plus de 22 millions de dollars au cours de cette période.

En 2022, TransAlta a réalisé d'autres investissements importants, dont voici quelques-uns des principaux :

- **Calgary Health Foundation** – En 2022, TransAlta a annoncé l'octroi d'un soutien de 2 millions de dollars 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 au centre médical Foothills, qui sert la région du sud de l'Alberta.
- **Aide à des banques alimentaires** – En décembre 2022, TransAlta a versé 250 000 \$ à des banques alimentaires locales situées à proximité de ses actifs d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie. Cette initiative vise à reconnaître les difficultés auxquelles se heurtent des gens dans de nombreuses collectivités et le recours grandissant aux banques alimentaires par des familles qui peinent à joindre les deux bouts.
- **Centralia College** – TransAlta (par l'intermédiaire du Centralia Coal Transition Board) a investi 1,3 million de dollars dans le Southwest Washington Flexible Training Center, situé sur le campus du Centralia College. D'une superficie de 12 000 pieds carrés, le centre permettra d'accroître la capacité du collège d'offrir des possibilités de formation à la demande afin de répondre aux besoins du secteur.

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 nos employés.

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. Parrainé par la direction, 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. 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, 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.

Protection des données et des actifs numériques

Nous travaillons avec diligence afin 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.

TransAlta respecte les normes de protection des infrastructures essentielles de la North American Electric Reliability Corporation («NERC»). Ces normes visent à assurer la réglementation, le contrôle, la surveillance et la gestion de la sécurité du réseau d'électricité en Amérique du Nord, et s'appliquent expressément aux risques liés à la cybersécurité.

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 2022, 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 défendent les valeurs d'équité et d'inclusion à tous les échelons. Cet engagement est décrit dans notre politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et dans notre engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion. Nous croyons qu'en mettant l'accent sur l'équité, la diversité et l'inclusion, nous créerons une culture d'appartenance, permettant aux employés d'être eux-mêmes au travail, où ils pourront prospérer, innover, améliorer le service à la clientèle et avoir une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons.

En 2022, TransAlta a conclu la deuxième année de sa stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans visant à faciliter la réalisation des aspirations et des objectifs énoncés dans notre engagement en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

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 2022, les femmes représentaient 30 % de l'équipe de la haute direction et 36 % du conseil. D'après les données de toutes les sociétés canadiennes cotées à la Bourse de Toronto, ces pourcentages sont plus élevés que la moyenne en ce qui concerne les sièges au conseil occupés par des femmes (24 %) et les postes détenus par des femmes dans les équipes de direction (21 %).

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. À l'heure actuelle, les femmes représentent 26 % de l'ensemble des employés. Bien que la majorité de nos postes opérationnels soient actuellement à prédominance masculine, nous restons déterminés à atteindre l'objectif de 40 % dans le délai prévu.

En 2022, 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 2022, 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 2022, nous avons continué d'offrir 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. En 2022, nous avons poursuivi la prestation d'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 et de les former afin qu'elles puissent acquérir une expérience précieuse pour apprendre des métiers spécialisés.

Santé et sécurité du personnel

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos valeurs fondamentales. L'accent que nous mettons sur l'excellence opérationnelle reflète la valeur de TransAlta visant à offrir un environnement de travail sécuritaire pour nos gens et nos collectivités. L'excellence opérationnelle consiste à alimenter nos collectivités et à en renforcer l'autonomie d'une manière sécuritaire, respectueuse de l'environnement et durable en investissant dans la production d'électricité propre et en nous assurant que nos actifs fonctionnent de manière fiable et efficace.

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.

Nous avons fait d'importants progrès dans la transformation de notre culture de la sécurité. Les initiatives de formation et de perfectionnement étaient une priorité absolue, et nous avons donné une formation sur la sécurité axée sur les comportements à tous les employés. Cette formation fournit les outils et stratégies nécessaires pour permettre aux employés d'influer sur leurs comportements individuels et pour encourager l'appropriation personnelle quant aux résultats en matière de sécurité. Cela contribue à créer un environnement de travail sécuritaire sur le plan psychologique, puisqu'elle encourage la responsabilité personnelle à l'égard de la sécurité.

Un de nos indicateurs clés en matière de sécurité est le taux de fréquence totale des accidents enregistrables. Ce taux permet de faire le suivi du nombre de blessures qui requièrent des soins plus sérieux que des premiers soins, par rapport aux heures d'exposition totales travaillées. En 2022, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables s'est établi à 0,39, par rapport à 0,82 en 2021. En 2022, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables a dépassé la cible de 0,61 et a été notre meilleur résultat annuel jamais enregistré. À titre comparatif, nous avons constaté 6 blessures enregistrables en 2022, contre 17 en 2021. Nous n'avons compté aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail ou du travail restreint.

Notre solide performance en matière de sécurité est en partie attribuable au travail considérable que nous avons fait pour soutenir nos trois principales stratégies : renforcer notre culture de la sécurité, évaluer et améliorer la tolérance au risque, et normaliser les informations et la technologie en matière de sécurité. Pour maintenir et améliorer sa culture de la sécurité, TransAlta a organisé plus de 100 séances entre pairs d'une heure pour les dirigeants de l'ensemble de nos installations. Ces séances renforcent les concepts appris lors de la formation sur la sécurité axée sur les comportements et fournissent aux dirigeants des informations clés à transmettre à leurs équipes sur le sujet.

Les données du tableau suivant représentent la performance de l'entreprise en matière de sécurité et incluent les employés et les entrepreneurs :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	0	3	5
Blessures avec soins médicaux	6	9	9
Travail restreint	0	5	2
Heures d'exposition	3 058 000	4 134 000	3 948 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables	0,39	0,82	0,81

Nous nous concentrons également sur la fréquence totale des accidents enregistrables. 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. Nous signalons et reconnaissons également les comportements positifs sur le lieu de travail afin de créer un environnement sécuritaire. Cela nous permet non seulement de gérer les incidents lorsqu'ils se produisent, mais aussi de relever les possibilités de prévenir les incidents avant même qu'ils ne se produisent. En 2022, nous avons enregistré 12 signalements par travailleur, ce qui excède notre cible seuil de 10. Les effets positifs associés à des pratiques rigoureuses de signalement sont évidents lorsque l'on examine notre performance globale en matière de sécurité. Le prix d'excellence en matière de sécurité décerné par l'Alberta Mine Safety Association à SunHills Mining LP en juin 2022 témoigne de l'engagement de TransAlta en matière de sécurité. Ce prix a été décerné à la mine albertaine la plus performante de 2021 en matière de sécurité parmi les mines de moins d'un million d'heures de travail. En 2022, nos équipes du secteur Gaz ont également célébré une année sans blessures ayant entraîné un arrêt de travail, blessures avec soins médicaux, ni blessures avec travail restreint.

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 histoire de 111 ans. Nos valeurs sont la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité. Ces cinq valeurs 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.

Transformation de la culture

En 2022, nous avons amorcé un parcours vers la transformation de notre culture avec comme objectif la mise en place d'une culture axée sur l'apprentissage, la raison d'être et les résultats. Nous avons élaboré une stratégie en matière de culture, une charte culturelle et une feuille de route culturelle sur trois ans qui définissent les jalons à atteindre. Pour assurer l'harmonisation et la transparence, tous ces documents sont à la disposition des employés.

Nous avons lancé un sondage sur l'engagement des employés pour évaluer l'expérience des employés, et en fonction des résultats, les dirigeants ont établi des plans d'action pour favoriser l'amélioration et accroître l'engagement à l'échelle des unités fonctionnelles et des équipes.

Enfin, nous mettons l'accent sur le bien-être des employés. Pour accroître la sensibilisation à cet égard, nous avons lancé des séances de formation sur divers sujets tels que la santé mentale, la santé des femmes, la santé des hommes, la nutrition, la résilience, etc.

Structure organisationnelle

Au 31 décembre 2022, nous avons un effectif de 1 222 employés (1 282 en 2021). Ce nombre a diminué de 5 % par rapport au niveau de 2021, 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 31 %, 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.

Notre structure organisationnelle est restée inchangée en 2022. Notre entreprise exploite quatre secteurs de production, dont Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et Transition énergétique. En outre, notre unité fonctionnelle en Alberta et l'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie optimisent notre portefeuille d'actifs tout en gérant les risques liés aux produits de base. Notre secteur Siège social, qui comprend les fonctions financières, juridiques, administratives, des ressources humaines, 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, 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.

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 et à long terme de rémunération fondée sur la performance sont liés à la réalisation de divers objectifs ESG par TransAlta, les cibles et les mesures étant revues et approuvées chaque année par le conseil d'administration.

En 2022, 20 % du plan incitatif annuel était lié à l'atteinte d'objectifs ESG précis : 5 % pour notre performance en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, 5 % pour nos améliorations de la culture organisationnelle et 10 % pour la sécurité. De plus, 30 % du plan incitatif annuel était lié à la croissance, laquelle est axée sur l'expansion du portefeuille de production d'énergie renouvelable de TransAlta, 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, la forte croissance des énergies renouvelables, l'élaboration de politiques ESG, la réalisation de notre plan culturel, et notre stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion. Se reporter à la circulaire de sollicitation de procurations de la direction pour plus de précisions concernant la rémunération liée aux questions ESG.

Performance et reconnaissance des employés

Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à nos programmes de rémunération globale, qui incluent des plans incitatifs de rémunération fondée sur la performance, examinés et approuvés par le conseil d'administration. Les plans incitatifs annuels et à long terme de TransAlta sont conçus pour mesurer et reconnaître les contributions des employés à l'égard des mesures et des cibles. Afin de motiver les employés et de susciter leur engagement en temps opportun, nous avons mis en place des programmes de reconnaissance des employés, notamment un programme de reconnaissance trimestriel et un programme de reconnaissance entre pairs.

Développement des talents

TransAlta accorde une grande importance au développement des talents et à la fidélisation des employés. Chaque année, les employés suivent une combinaison de formations obligatoires, facultatives et personnalisées dans le cadre de leurs fonctions. Tous les employés ont accès à des conférenciers qui sont experts de sujets aussi variés que l'équité, la diversité et l'inclusion, la santé mentale, la culture, le développement des compétences générales et le bien-être financier.

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. Cette rubrique présente la gestion du capital naturel conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

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'impact environnemental 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. Notre nouvelle politique environnementale définit la manière dont nous intégrons la protection de la nature et de l'environnement dans la stratégie de TransAlta, dans sa politique de gestion totale de la sécurité, ainsi que dans ses principes de conduite pour la gestion des ressources naturelles.

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 performance environnementale. 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 (c.-à-d. des polluants) et l'utilisation de l'énergie.

Parmi les autres incidences importantes que nous gérons et dont nous suivons le rendement au moyen de nos pratiques de 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.

Performance environnementale

Notre performance 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 :

Biodiversité

Dans notre nouvelle politique environnementale, 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. En 2022, la Société a approuvé deux nouveaux objectifs de développement durable pour la protection de la nature et de la biodiversité. Se reporter à la rubrique «Cibles de développement durable pour 2023 et au-delà» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 les incidences 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. 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, chaque nouveau projet de mise en valeur est associé à un plan détaillé d'engagement communautaire 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 avant de présenter des demandes de permis importantes pour tous nos projets.

Activités quotidiennes

En 2022, 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, un plan de gestion opérationnelle de l'environnement a été élaboré pour chaque actif 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. Les initiatives environnementales appuyant nos efforts en faveur de la biodiversité comprennent nos pratiques de protection des oiseaux et des chauves-souris (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 en exploitation ou à proximité) et la collecte de l'ensemble des données à long terme (p. ex., des études sur la faune avant et après la construction). De plus, nous continuons à collaborer avec l'industrie et la communauté scientifique afin de répondre aux préoccupations et aux impacts environnementaux liés à la biodiversité.

Pour ce qui est de nos activités à Centralia, en 2022, nous avons élaboré une stratégie de reboisement riverain pour les zones sous-boisées le long de la rivière Skookumchuck situées dans notre zone de gestion de l'habitat faunique de Skookumchuck. Environ 40 acres seront restaurés en 2023 au moyen de types forestiers dominés par des conifères le long des deux côtés de la rivière, ce qui améliorera des fonctions écologiques importantes pour l'habitat que constitue la rivière, notamment l'ombre, la filtration des sédiments, l'apport de gros débris ligneux, l'apport de nutriments et la protection des berges. De plus, nous avons planté 1 600 arbres dans la zone de compensation écologique des terres humides du bassin de Chehalis et nous avons mené à bien un vigoureux programme de désherbage pour lutter contre l'alpiste roseau et les mauvaises herbes envahissantes ou nuisibles.

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 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 2022, l'utilisation d'énergie a diminué de 4 % par rapport à celle de 2021. 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	2022	2021	2020
Hydroélectricité	0	0	0
Énergie éolienne et énergie solaire	0	0	0
Gaz	130	118	138
Transition énergétique	64	86	141
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0	0	0
Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)	195	204	279

Émissions atmosphériques

Notre centrale alimentée au charbon émet 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_x, du SO₂, des particules fines et du mercure. Nous continuons à réduire les émissions atmosphériques de nos installations existantes 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 2022, nous avons atteint notre objectif 2026 de réduire les émissions de SO₂ de 95 % et celles de NO_x de 80 % par rapport aux niveaux de 2005. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO₂ de 98 % et les émissions de NO_x de 83 %. D'ici la fin de 2025, les émissions de mercure seront éliminées après la mise hors service prévue de l'unité restante de Centralia. Les émissions de particules fines et de SO₂ seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables.

Aucune de nos anciennes 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 mises hors service ou 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_x qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales produisent également des quantités infimes de SO₂ 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 centrales qui dégagent des émissions atmosphériques dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2022, le total de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport aux niveaux de 2021. Plus précisément, le NO_x a été réduit de 21 %, les particules fines de 82 % et le SO₂ de 86 % par rapport aux niveaux de 2021. Les émissions de mercure ont également diminué de 50 % par rapport au niveau de 2021. 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	2022	2021	2020
SO ₂ (tonnes)	1 000	7 000	12 000
NO _x (tonnes)	11 000	14 000	21 000
Particules fines (tonnes)	400	800	4 000
Mercure (kilogrammes)	20	40	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.

Notre objectif de réduction de la consommation d'eau permettra, d'ici 2026, de réduire de 20 millions de m³, 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 m³. 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.

Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m³ d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2022, nous avons utilisé environ 230 millions de m³ d'eau (240 millions de m³ en 2021) et retourné à la source environ 210 millions de m³ d'eau (210 millions de m³ en 2021), ou 89 %. La consommation d'eau totale s'est élevée à environ 30 millions de m³ (30 millions de m³ en 2021).

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m³) 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 m³ près :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Prélèvement d'eau	230	240	230
Déversement d'eau	210	210	200
Consommation d'eau totale (en millions de m³)	30	30	40

Sécurité de l'eau

Nos prélèvements et déversements 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 97 % 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. 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 d'inondation. Lors d'un cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région en 2019, la centrale de South Hedland 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.

Sécurité des barrages

Nos programmes de sécurité des barrages englobent tous les aménagements hydroélectriques, les bassins construits et les structures de rétention des fluides telles que les bassins et les canaux de cendres, ainsi que les équipements et structures connexes et le personnel nécessaire pour exploiter, entretenir et inspecter ces éléments. Ils sont régis par notre politique de sécurité des barrages et notre système de gestion de la sécurité des barrages, comprenant des exigences en matière de conception, de modification et de mise hors service, d'exploitation, d'entretien et de surveillance, de sécurité du public, de gestion des urgences et de gestion des risques.

Le conseil de TransAlta et son président et chef de la direction supervisent l'efficacité de nos programmes de sécurité des barrages et reçoivent des mises à jour régulières. En 2022, un membre du conseil a été nommé conseiller de la sécurité des barrages de la Société pour aider le conseil à s'acquitter de son rôle de surveillance à l'égard des pratiques de sécurité des barrages de la Société étant donné les aspects techniques et uniques que présente la sécurité des barrages. De plus, TransAlta fait appel à un comité externe d'examen de la sécurité des barrages chargé d'effectuer un examen du programme et de sa gestion, y compris une évaluation globale et une comparaison avec d'autres programmes nationaux et internationaux.

Nos programmes de surveillance comprennent ce qui suit :

- Inspections des activités et inspections techniques régulières
- Tests des pièces d'équipement essentielles
- Présence de nombreux instruments dans les barrages qui permettent le suivi du niveau d'eau, de la température et des mouvements et la détection des tremblements de terre
- Recours à des drones et à la télésurveillance des mouvements par satellite
- Plans et exercices d'urgence avec les parties prenantes internes et externes
- Examens réguliers par des tiers qui sont présentés aux organismes de réglementation

Nous travaillons en étroite collaboration avec les acteurs locaux, notamment les offices de protection de la nature et les organismes publics, sur la gestion des bassins hydrographiques, la planification d'urgence et les mesures d'intervention en cas d'inondation. Par exemple, 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 notre accord précédent avec le gouvernement de l'Alberta pour une période supplémentaire de cinq ans 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 qu'à notre réseau de la rivière Kananaskis (qui comprend les centrales hydroélectriques d'Interlakes, de Pocaterra et de Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse. En 2022, nous avons commencé le démantèlement du bassin de cendres de la centrale de Keephills, une installation qui n'est plus nécessaire pour le stockage des cendres depuis la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale. Ce projet d'une durée de trois ans permettra de remodeler le bassin existant afin qu'il soit stable à long terme et constitue la première étape vers la mise hors service de la structure.

TransAlta est fière de sa réputation en matière de sécurité des barrages. Nous sommes membres de l'Association canadienne des barrages, du groupe d'intérêt sur la sécurité des barrages du Centre for Energy Advancement through Technological Innovation, de l'United States Society on Dams, de la Société canadienne de géotechnique, et de l'Association of State Dam Safety Officials.

Pour plus d'informations sur notre programme de gestion des urgences, 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.

Déchets

Dans notre politique environnementale, l'importance de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et des employés et entrepreneurs 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. En 2022, nous avons atteint cet objectif, enregistrant une réduction de 86 % par rapport au niveau de 2019.

En 2022, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 208 000 tonnes de déchets (515 000 tonnes en 2021). Les déchets non dangereux représentent 89 % de la production totale de déchets, et 1 % de la production totale a été envoyée à la décharge (0,2 % en 2021).

Le tableau qui suit présente la production totale de déchets au cours des trois derniers exercices. Les chiffres ont été arrondis au millier près :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Total de la production de déchets (tonne d'éq.)	208 000	515 000	1 135 000
Déchets mis en décharge (tonne d'éq.)	2 000	1 000	11 000
Déchets recyclés (tonne d'éq.)	27 000	31 000	31 000
Déchets réutilisés (tonne d'éq.)	151 000	176 000	533 000
Total des déchets mis en décharge (en pourcentage)	1	0,2	1
Total des déchets dangereux (en pourcentage)	11	5	2
Total des déchets dangereux mis en décharge (en pourcentage)	0,6	1,0	0,4

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont généralement vendus à des tiers. 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.

Gestion des cendres de charbon

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 produisons 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.

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.

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. En 2022, notre équipe de remise en état a présenté nos plans de remise en état définitif. 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 2022, nous avons recensé un incident environnemental de non-conformité à la réglementation (deux incidents en 2021). L'incident 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. L'incident a donné lieu à deux mesures d'application des lois environnementales pour un montant total de 35 000 \$.

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	1	2	2

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 2022 a été de 246 m³ (6 m³ en 2021). Les volumes de déversement accidentel en 2022 ont été plus élevés en raison d'un incident environnemental à notre centrale de Sarnia. L'incident concernait le rejet d'eaux usées à faible pH pendant le traitement de l'eau et a eu des incidences négligeables sur l'environnement.

Incidents environnementaux importants :

Exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Incidents environnementaux importants	0	0	6

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 des conditions météorologiques en fonction des saisons. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique, tandis que 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 nos centrales 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. 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.

Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût

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, fiable et à faible coût et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

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 par 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.

Efficiences 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 si leurs sites affichent 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.

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 par 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 réseau.

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 NERC 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 par 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 en fréquence primaire, 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 la rubrique «Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les technologies qui renforcent la résilience du réseau. 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.

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
- Politique environnementale

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 de l'électricité durable d'Électricité Canada, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie et nos pratiques de développement durable.

En 2022, nous avons revisité nos facteurs de développement durable importants. Ils sont présentés ci-dessous par ordre alphabétique :

- Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable
- Changements climatiques et émissions de GES
- Droits de la personne et pratiques de travail
- Énergie renouvelable et technologies innovatrices
- Engagement des parties prenantes et investissement dans les collectivités
- Équité, diversité et inclusion
- Éthique et conduite des affaires
- Finance durable
- Gestion de la biodiversité et des terres
- Gestion de l'eau
- Gestion des déchets
- Gouvernance du développement durable
- Intégrité des actifs et résilience du réseau
- Protection de l'actif informationnel et cybersécurité
- Qualité de l'air et émissions atmosphériques
- Recrutement, fidélisation et développement des talents
- Relations et partenariats avec les groupes autochtones
- Santé, sécurité et bien-être
- Sécurité des barrages
- Sécurité, préparation aux situations d'urgence et intervention d'urgence
- Utilisation et conservation de l'énergie

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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, l'économie mondiale a continué de se remettre de la pandémie de COVID-19. L'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 a entraîné l'adoption de mesures politiques sans précédent et la coordination mondiale de sanctions et d'engagements visant à réduire la dépendance à l'égard de l'énergie russe, y compris le gaz naturel, ce qui a intensifié les perturbations de la chaîne d'approvisionnement mondiale et la volatilité des prix des produits de base et contribué à l'augmentation potentielle du risque lié à la cybersécurité. La Société continue d'atténuer les risques liés à l'inflation et à la chaîne d'approvisionnement en ce qui concerne les projets de mise en valeur actuels en fixant les prix des matériaux clés lorsque cela est possible et en recourant à d'autres stratégies d'atténuation des risques liés à la chaîne d'approvisionnement. Un conflit prolongé et la récente dynamique inflation-chaîne d'approvisionnement pourraient avoir une incidence sur les coûts des projets de construction futurs, notamment le risque de hausse des prix des matériaux clés. Par conséquent, les répercussions indirectes du conflit russo-ukrainien qui continue d'évoluer et de la hausse des taux d'inflation sur les marchés mondiaux restent incertaines à l'heure actuelle, mais la direction continue de surveiller et d'évaluer les répercussions qui en découlent.

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

Le code de conduite de la Société énonce 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 conduite 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» 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 vice-président directeur, Finances et chef des finances.

Le comité des investissements est un comité de gestion présidé par notre vice-président directeur, Fusions et acquisitions, stratégie et trésorier, et se compose du président et chef de la direction; du vice-président directeur, Finances et chef des finances; de la vice-présidente directrice, Affaires juridiques, commerciales et externes; du vice-président directeur, Production; du vice-président directeur, Activités en Alberta; et de la vice-présidente, Financement stratégique et relations avec les investisseurs. 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 vice-président directeur, Finances et chef 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 et lignes directrices 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.

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.

Système 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 au code de conduite de la Société. 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 d'analyse de scénarios. 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 2022 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2021). 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 et sous notre profil sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse 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 2022. 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 (en millions)
Disponibilité et production	1	14 \$

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 opérationnels, 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 surveillant l'état de nos actifs et en effectuant des analyses prédictives, et en ajustant nos programmes de travaux d'entretien pour maintenir la disponibilité;
- 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 2022, environ 83 % de notre production totale (78 % en 2021) 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 2022, 82 % (70 % en 2021) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 100 % (80 % en 2021) 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.

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 efficiente;
- 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 SO₂ et au NO_x, 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 2021. En 2022, 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 2022 :

	Note de qualité investissement (%)	Note de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ^{1, 2}	87	13	100	1 585
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	129
Actifs de gestion du risque ¹	92	8	100	870
Prêt à recevoir ²	—	100	100	37
Total				2 621

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 un prêt à recevoir de 37 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. La tranche courante de 4 millions de dollars a été exclue du poste Créances clients et autres débiteurs, puisqu'elle est incluse au poste Prêt à recevoir dans le tableau ci-dessus.

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 64 millions de dollars (37 millions de dollars en 2021).

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 du 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 (en millions)
Taux de change	0,03 \$	14 \$

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 ou 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 2022, nos liquidités, qui s'élevaient à 2,1 milliards de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse, déduction faite du découvert bancaire.

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 et les activités de gestion du risque;
- 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 et les emprunts à taux variable en cours à l'aide de swaps de taux d'intérêt.

Au 31 décembre 2022, environ 9 % (3 % en 2021) du total de notre dette à long terme 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 (en millions)
Taux d'intérêt	50 pdb	1 \$

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 en dollars canadiens de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. Les facilités utilisent comme taux de référence 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. Le CDOR à trois mois cessera d'être publié le 28 juin 2024, ce qui aura une incidence sur les facilités et l'obligation sans recours.

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.

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 l'offre de main-d'œuvre ainsi que les coûts et la productivité de celle-ci.

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 ce risque de la façon suivante :

- en possédant une stratégie de relations de travail;
- en appliquant une approche centrée sur l'humain qui met l'accent sur l'expérience des employés, notamment en améliorant activement notre culture organisationnelle, en nous concentrant sur des stratégies d'équité, de diversité et d'inclusion, et en proposant des programmes et des initiatives en matière de santé et de bien-être;
- en mettant l'accent sur la formation et le perfectionnement des employés;
- 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 employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2022, environ 31 % (33 % en 2021) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (11 en 2021). En 2022, nous avons renégocié avec succès six conventions collectives (une en 2021). De ces six conventions, trois sont d'une durée de cinq ans, une est d'une durée de quatre ans, une est d'une durée de trois ans, et une est d'une durée d'un an. Nous prévoyons renégocier trois conventions collectives en 2023. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société.

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. Au cours des quelques dernières années, les tensions géopolitiques et la pandémie ont lourdement affecté l'écosystème de cybersécurité, augmentant la fréquence et la diversité des cyberattaques, y compris les menaces de cyberattaques en contexte de guerre (c.-à-d. le terrorisme) visant des infrastructures essentielles et les auteurs de menaces qui profitent de la pandémie (p. ex., les faux organismes de bienfaisance) et des environnements de travail hybrides. Nous prévoyons que les cybermenaces continueront à évoluer, et que les menaces de rançongiciel, les menaces internes liées à des comptes compromis, les attaques de la chaîne d'approvisionnement, les attaques d'hameçonnage ciblées complexes et les menaces liées à l'intelligence artificielle augmenteront.

Les cybermenaces proviennent de sources et de vecteurs divers, qu'il s'agisse d'États-nations, de groupes de piratage organisés ou de logiciels malveillants ou de rançongiciels. Les cybermenaces continuent à évoluer, les attaques traditionnelles contre les systèmes périmétriques de technologie de l'information cédant la place à des attaques plus efficaces, comme l'hameçonnage et les rançongiciels.

TransAlta a mis en place un programme complet de cybersécurité, qui constitue la base de la mise en œuvre de pratiques de sécurité efficaces, et qui comprend des plans structurés et adaptés pour gérer les risques liés à la cybersécurité. Puisque les systèmes de technologie de l'information et de technologie opérationnelle font partie intégrante des activités de TransAlta, le risque d'un incident de cybersécurité menace la sécurité du public, mais aussi du personnel ou des fonctions d'affaires, de la prestation de services, de la réputation et de la rentabilité de TransAlta.

TransAlta se conforme aux exigences réglementaires, législatives et commerciales (p. ex., les normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC, la loi Sarbanes-Oxley, les exigences relatives à la protection des renseignements personnels) en adoptant des normes et des cadres approuvés par l'industrie (p. ex., le National Institute of Standards and Technology («NIST»), les normes de protection des infrastructures essentielles / de fiabilité) pour mettre en œuvre un programme de cybersécurité pragmatique et adapté aux besoins, en mettant en œuvre des contrôles et des processus de cybersécurité dans les domaines suivants :

- Identifier : TransAlta effectue des évaluations exhaustives des risques pour identifier et documenter les actifs, les systèmes et les données de l'organisation, ainsi que les risques et les vulnérabilités potentiels.
- Protéger : TransAlta met en œuvre des contrôles, politiques et procédures de sécurité pour protéger les actifs, les systèmes et les données de l'organisation contre tout accès, utilisation, divulgation, perturbation, modification ou destruction non autorisés. Cela inclut la mise en place de contrôles d'accès, de chiffrement, de pare-feu et de systèmes de détection/prévention des intrusions pour protéger les réseaux et systèmes de l'organisation.
- Détecter : TransAlta met en œuvre des capacités de détection des cyberincidents et d'intervention en cas de cyberincident. Cela inclut la surveillance des systèmes, des réseaux et des données pour détecter toute activité suspecte.
- Intervenir : TransAlta a mis en place des plans, des procédures et des équipes d'intervention en cas d'incident, en plus d'avoir fourni de la formation et mené des exercices pour s'assurer que ces plans et procédures fonctionnent efficacement.
- Rétablir : TransAlta a élaboré des plans de reprise après sinistre et de continuité des activités, et effectue des exercices de test de ces plans pour en garantir l'efficacité. Il s'agit notamment d'identifier les systèmes, données et processus critiques pour assurer la continuité des activités commerciales, ainsi que de mettre en œuvre des solutions de sauvegarde et de récupération pour garantir que les données de l'organisation peuvent être restaurées en cas de sinistre.

Bien que l'élimination complète des cyberrisques ne soit pas réalisable étant donné les cybermenaces qui continuent d'évoluer, les contrôles de sécurité mis en œuvre pour détecter et prévenir les cyberincidents et pour intervenir en cas de cyberincident réduisent considérablement le cyberrisque que court TransAlta et l'incidence potentielle d'un incident, les ramenant à des niveaux acceptables. En outre, la cyberassurance est utilisée pour gérer et transférer le cyberrisque résiduel lié aux activités de TransAlta. Nous continuons à améliorer notre maturité globale en matière de sécurité et nos capacités de défense contre les cybermenaces et à aligner nos pratiques en matière de cybersécurité sur les normes du secteur, les objectifs d'affaires et les exigences de conformité réglementaire.

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 à la réalisation 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

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 (en millions)
Taux d'imposition	1	4 \$

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à divers litiges et à diverses réclamations et procédures fondés sur la loi ou la réglementation 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 procédures ou au fait que nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, n'auront pas d'incidence négative importante 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 2022. 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 2022, la majorité de l'effectif qui soutient et réalise le CIIF et les CPCI a effectué un retour au travail et continue de travailler à distance en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

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 au chef de la direction et au chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'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 le CIIF et les 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.

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef des finances, l'efficacité du CIIF et des CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2022, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.