

TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Se reporter à la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Table des matières

RG2 Énoncés prospectifs	RG70 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG4 Description des activités	RG70 Perspectives pour 2024
RG7 Faits saillants	RG74 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG14 Dépenses d'investissement	RG80 Modifications comptables
RG15 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG81 Questions environnementales, sociales et de gouvernance
RG18 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG83 Accélération de la transformation de nos activités pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045
RG28 Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG84 Performance en matière de développement durable de 2023
RG29 Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta	RG88 Cibles de développement durable pour 2024 et au-delà
RG32 Faits saillants du quatrième trimestre	RG91 Décarbonation de notre combinaison énergétique
RG35 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre	RG100 Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques
RG36 Principales informations trimestrielles	RG105 Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
RG38 Stratégie et capacité de produire des résultats	RG117 Favoriser l'innovation et l'adoption de technologies
RG38 Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028	RG121 Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives
RG44 Situation financière	RG128 Favoriser un effectif diversifié et inclusif
RG46 Capital financier	RG131 Pratiques progressistes de gérance environnementale
RG52 Flux de trésorerie	RG138 Fournir de l'énergie fiable, durable et à faible coût
RG54 Autre analyse consolidée	RG139 Gouvernance du développement durable
RG56 Instruments financiers	RG140 Gouvernance et gestion du risque
RG58 Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS	RG154 Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2023 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2023 pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «nos», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. 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 2023. Tous les montants présentés dans le tableau ci-dessous sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire, à l'exception des montants par action, qui sont en dollars entiers, à la deuxième décimale près. Le présent rapport de gestion est daté du 22 février 2024. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, se trouvent sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca, 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* (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 : l'acquisition de Heartland (tel que défini ci-après) et de la totalité de ses activités en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris les conditions de clôture et les approbations réglementaires relatives à l'acquisition de Heartland et le calendrier et la réalisation prévus de l'acquisition; le résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») annuel moyen tiré de l'acquisition de Heartland et les autres avantages qui devraient découler de cette transaction; les perspectives de la Société pour 2024, y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles, le dividende annualisé par action, les dépenses d'investissement de maintien et la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; les objectifs de croissance élargis de la Société visant à produire 1,75 GW grâce à un investissement cible de 3,5 milliards \$ d'ici 2028, qui devrait générer un BAIIA annuel de 350 millions \$; l'expansion du portefeuille de projets de développement de la Société à 10 GW d'ici 2028; la stratégie d'investissement de la Société visant à générer de la valeur à long terme pour les actionnaires; le niveau de dividende sur les actions ordinaires jusqu'en 2024; les projets en construction de la Société, y compris les coûts d'immobilisations, le calendrier des activités commerciales et le BAIIA annuel prévu; l'incidence des nouveaux ajouts d'actifs en 2024 au parc éolien Garden Plain, au parc solaire dans le nord de la région de Goldfields,

au parc éolien de Kent Hills, au réseau de transport à Mount Keith et aux parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; le développement des projets en phase de démarrage et de stade avancé; l'atteinte des avantages prévus du transfert des CIP (définis ci-après) générés par les projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; la réalisation de la croissance avec Hancock en vertu de la convention d'aménagement conjoint; la hausse de la part du BAIIA provenant de sources renouvelables d'ici la fin de 2028, pour passer à 70 %; la capacité de la Société à réaliser son objectif de décarbonation à long terme visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045; la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; 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; les attentes en matière de refinancement de la dette; et le maintien par la Société de liquidités adéquates.

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 volumes couverts et les prix; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état; 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 à l'intégrité et à la fiabilité de nos actifs; les interruptions planifiées et non planifiées et l'utilisation de nos actifs; et aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société.

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 fluctuations des prix de l'électricité, y compris des prix du marché en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; l'échec ou des retards dans la clôture de l'acquisition de Heartland; l'incapacité à réaliser les avantages de l'acquisition de Heartland, y compris l'incapacité de faire progresser le projet de carrefour de

carbone de Battle River en vue de la prise d'une décision d'investissement définitive ou de la mise en service, et toute perte de valeur dans le portefeuille de Heartland pendant la période intermédiaire précédant la clôture; des réductions de la production; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt, y compris la difficulté à mobiliser des fonds au moyen de l'émission de titres de créance, de titres de capitaux propres ou de financement donnant droit à des avantages fiscaux, le cas échéant, selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en mobiliser; les questions de relations de travail; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et la capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; la dépendance à l'égard du personnel clé; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; les réclamations pour cause de force majeure; 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 engagements à long terme liés à la capacité de livraison de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps; les incidences financières défavorables découlant de la position couverte de la Société; 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; 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; le risque de crédit lié aux contreparties et la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles relatives aux questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»); l'incidence de la transition énergétique sur nos activités; 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 les 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; 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; 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 à les effectuer tout court; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle internationale, y compris les hostilités armées; la menace de terrorisme, les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein du secteur dans lequel nous exerçons nos activités; la subordination structurelle des titres; les risques de crise de santé publique; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; et les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

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

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada. Fondée en 1911, la Société compte maintenant plus de 112 ans d'expérience dans le développement, la production et la vente d'électricité. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs de production diversifiés géographiquement recourant à des intrants tels que l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage par batteries, le gaz naturel et le charbon (transition énergétique). Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. Nous possédons également des capacités de commercialisation de l'énergie de premier plan afin de maximiser les marges en garantissant et en optimisant des produits et des marchés de grande valeur pour nous-mêmes et nos clients dans des conditions de marché dynamiques. Notre combinaison d'actifs marchands et visés par des contrats ainsi que nos activités de commercialisation de l'énergie fournissent des flux de trésorerie résilients et croissants qui soutiennent notre capacité à verser des dividendes à nos actionnaires et à réinvestir dans la croissance.

L'objectif de la Société est d'être un chef de file dans le secteur de l'électricité propre soucieux d'assurer un avenir durable et une transition énergétique responsable. Nos priorités stratégiques comprennent l'accélération de la croissance des énergies renouvelables et du stockage centrés sur le client, l'expansion sélective de la production flexible et des actifs fiables pour soutenir la transition, la définition de la prochaine génération de solutions énergétiques et le maintien d'une situation financière solide et d'une gestion rigoureuse du capital. Nous nous concentrons principalement sur les occasions à saisir dans nos marchés clés que sont le Canada, les États-Unis et l'Australie occidentale.

Nos objectifs de développement durable et notre plan de croissance de l'électricité propre demeurent au cœur de notre stratégie, qui comprend notre engagement à mettre hors service notre dernière centrale au charbon à la fin de 2025. Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») pour 2026, à savoir une réduction des émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % depuis 2015, et notre objectif de carboneutralité d'ici 2045. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 31 millions de

tonnes d'éq. CO₂, soit une réduction de 74 %, ce qui représente environ 10 % de la cible de décarbonation du Canada d'ici 2030 en vertu de l'Accord de Paris¹.

Portefeuille d'actifs

Notre portefeuille d'actifs est géographiquement diversifié, nos activités se déroulant au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le portefeuille produit également de l'électricité au moyen d'un ensemble diversifié de technologies de production et approvisionne de manière fiable un large éventail de contreparties.

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique sont responsables de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales de production d'électricité. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre portefeuille d'actifs marchands en Amérique du Nord (à l'exclusion de l'Alberta), ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage de gaz pour notre portefeuille de centrales au gaz, de la transmission de connaissances pour soutenir notre équipe de croissance et de la production d'une marge brute autonome distincte de nos activités liées aux actifs par l'intermédiaire d'une plateforme de négociation et de commercialisation de l'énergie nord-américaine de premier plan.

Notre portefeuille hautement diversifié comprend à la fois des actifs de grande qualité visés par des contrats et des actifs marchands. Environ 56 % de notre capacité installée totale, y compris 81 % de notre parc d'actifs éoliens et solaires et 53 % de nos centrales alimentées au gaz, est visée par des contrats conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. La durée de vie moyenne pondérée de ces contrats est de 10 ans.

Nos actifs marchands comprennent notre portefeuille unique de centrales hydroélectriques, notre portefeuille traditionnel de centrales thermiques et nos actifs éoliens. Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 53 % de notre capacité est située, et 75 % de notre capacité en Alberta peut être utilisée sur le marché de la production marchande. L'équipe d'optimisation de l'Alberta est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre parc d'actifs marchands en Alberta.

1) En 2005, les émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta étaient estimées à 41,9 millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui n'a pas fait l'objet d'un rapport d'assurance limitée indépendant. La cible de décarbonation du Canada d'ici 2030 en vertu de l'Accord de Paris supposait 293 millions de tonnes d'éq. CO₂, ou une réduction de 40 % par rapport au niveau de référence de 732 millions de tonnes d'éq. CO₂ en 2005.

Une partie importante de la capacité de production thermique du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie. La stratégie de couverture de la Société comprend le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels et est assortie de couvertures financières. En 2023, 78 % de notre production d'énergie en Alberta a été vendue en vertu de contrats à long terme ou de couvertures à prix fixe. Pour en savoir plus, se reporter à la

rubrique Perspectives pour 2024 et à la rubrique Optimisation du portefeuille de l'Alberta du présent rapport de gestion.

Notre portefeuille diversifié est un facteur clé de réussite qui nous permet de générer des flux de trésorerie résilients tout en procurant des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés pour nos actionnaires.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2023 :

Exercice clos le 31 déc. 2023	Hydroélectricité		Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz		Transition énergétique		Total	
	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales
Alberta	834	17	766	14	1 960	7	—	—	3 560	38
Canada, sans l'Alberta	88	7	751	9	645	3	—	—	1 484	19
États-Unis	—	—	519	7	29	1	671	2	1 219	10
Australie	—	—	48	3	450	6	—	—	498	9
Total	922	24	2 084	33	3 084	17	671	2	6 761	76

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 et les données sur la capacité du secteur Gaz comprennent 100 % de la capacité des centrales d'Ottawa et de Windsor, 100 % de la capacité de la centrale de Poplar Creek, 50 % de la capacité de la centrale de Sheerness et 60 % de la capacité de la centrale de Fort Saskatchewan.

Flux de trésorerie stables et prévisibles

Le tableau suivant présente la capacité visée par des contrats en MW et en pourcentage de la capacité installée brute totale de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2023 :

Au 31 décembre 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	—	374	511	—	885
Canada, sans l'Alberta	88	751	645	—	1 484
États-Unis	—	519	29	381	929
Australie	—	48	450	—	498
Capacité totale visée par des contrats (MW)	88	1 692	1 635	381	3 796
Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	10 %	81 %	53 %	57 %	56 %

Le tableau suivant présente la durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années) de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2023 :

Au 31 décembre 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta ^{1, 2}	—	16	7	—	11
Canada sans l'Alberta ²	10	10	8	—	9
États-Unis ²	—	10	2	2	7
Australie ²	—	15	15	—	15
Total de la durée de vie contractuelle pondérée (années)²	10	12	10	2	10

1) La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a trait à la durée du contrat du parc éolien Garden Plain (130 MW), de la centrale de McBride Lake (38 MW) et du projet de parc éolien Windrise (206 MW). La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée dans le secteur Gaz a trait à la durée du contrat de la centrale de Poplar Creek (230 MW) et de la centrale de Fort Saskatchewan (71 MW), ainsi qu'à une capacité contractuelle qui n'est pas directement visée par des contrats avec une installation (210 MW).

2) En ce qui concerne l'électricité produite dans le cadre de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme et d'autres contrats à long terme, la durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle est fondée sur la capacité installée brute moyenne à long terme.

La plupart des contrats d'achat d'électricité à long terme de TransAlta sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité.

Faits saillants

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a affiché un solide rendement, surtout en raison des conditions du marché toujours solides en Alberta au premier semestre, de la hausse de la production dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, de la hausse des volumes couverts et de la baisse des prix du gaz réalisés dans le secteur Gaz, le tout

contrebalancé en partie par une diminution des ressources éoliennes et hydriques. Le rendement du secteur Commercialisation de l'énergie était inférieur à celui de 2022 en raison de la baisse du nombre de transactions réglées réalisées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Informations opérationnelles			
Disponibilité ajustée (%)	88,8	90,0	86,6
Production (GWh)	22 029	21 258	22 105
Principales informations financières			
Produits des activités ordinaires	3 355	2 976	2 721
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
BAlIA ajusté ¹	1 632	1 634	1 286
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
Flux de trésorerie			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 464	877	1 001
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	1 351	1 346	994
Flux de trésorerie disponibles ¹	890	961	585
Par action			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	276	271	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	2,33	0,01	(2,13)
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,22	0,21	0,19
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 2}	4,89	4,97	3,67
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	3,22	3,55	2,16
Situation de trésorerie et sources de financement			
Liquidités disponibles	1 738	2 118	2 177
Dette nette ajustée sur le BAlIA ajusté ¹ (multiple)	2,5	2,2	2,6
Total de la dette nette consolidée ^{1, 3}	3 453	2 854	2 636
Aux 31 décembre	2023	2022	2021
Total de l'actif	8 659	10 741	9 226
Total des passifs non courants	5 253	5 864	4 702
Total du passif	6 995	8 752	6 633

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) 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. 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.

3) 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.

Rendement d'exploitation

Disponibilité ajustée

Le tableau suivant présente la disponibilité ajustée (%) par secteur :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	90,8	96,7	92,4
Énergie éolienne et énergie solaire	86,9	83,8	91,9
Gaz	91,6	94,6	85,7
Transition énergétique ¹	79,8	79,0	78,8
Disponibilité ajustée (%)	88,8	90,0	86,6

1) La disponibilité, non ajustée pour l'optimisation de la répartition, était de 79,8 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (77,2 % en 2022; 75,3 % en 2021).

La disponibilité est une mesure importante pour la Société, car elle représente le pourcentage de temps pendant lequel une centrale est disponible pour produire de l'électricité et est donc un indicateur important du rendement global du portefeuille.

La disponibilité est touchée par les interruptions planifiées et non planifiées, y compris l'interruption prolongée au parc éolien de Kent Hills dans le portefeuille de parcs éoliens et solaires. La disponibilité ajustée pour exclure l'interruption prolongée au parc éolien de Kent Hills pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2023 s'est établie respectivement à 91,0 % et 92,8 %. La Société prévoit du temps (interruptions planifiées) pour entretenir, réparer ou rénover les centrales à un moment où l'impact sur les activités sera réduit au minimum. Dans un contexte de prix élevés, le calendrier des interruptions peut être modifié pour accélérer la remise en service de l'unité.

La disponibilité ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 88,8 %, comparativement à 90,0 % en 2022, ce qui est conforme aux attentes de la direction. La baisse de la disponibilité ajustée s'explique principalement par :

- des interruptions planifiées dans le secteur Hydroélectricité, principalement à nos actifs hydroélectriques en Alberta, pour effectuer des travaux d'entretien planifié;
- des interruptions planifiées à l'unité 6 de la centrale de Sundance, à l'unité 1 de la centrale de Sheerness, aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et à la centrale de Sarnia pour des travaux d'entretien planifiés dans le secteur Gaz; le tout en partie contrebalancé par :
- une diminution des interruptions planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique; et
- la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills.

Production et production moyenne à long terme

Exercices clos les 31 décembre	2023			2022			2021		
	Production		Production en % de la production moyenne à long terme	Production		Production en % de la production moyenne à long terme	Production		Production en % de la production moyenne à long terme
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)		Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)		Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	
Hydroélectricité	1 769	2 015	88 %	1 988	2 015	99 %	1 936	2 030	95 %
Énergie éolienne et énergie solaire	4 243	5 387	79 %	4 248	4 950	86 %	3 898	4 345	90 %
Gaz	11 873			11 448			10 565		
Transition énergétique	4 144			3 574			5 706		
Total	22 029			21 258			22 105		

En plus de la disponibilité ajustée, la Société utilise la production moyenne à long terme comme autre indicateur du rendement des actifs d'énergie renouvelable selon lequel les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme prévue. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre. Sur des périodes plus longues, les centrales devraient produire selon leurs moyennes à long terme, ce qui est considéré comme un indicateur de rendement fiable.

La production moyenne à long terme est calculée 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 supérieure à 25 ans.

La production moyenne à long terme des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes présentement dans une phase visant la transition de ces unités en prévision de leur mise hors service d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme du secteur Gaz n'est pas prise en compte, car la production de ces unités peut être répartie et qu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande.

La production totale pour 2023 a augmenté de 771 GWh, ou 4 %, par rapport à celle de 2022.

La production de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique a bénéficié d'un nombre moins élevé d'heures d'interruption planifiée et non planifiée par rapport à l'exercice précédent et a pu être répartie pendant les

périodes où les prix marchands étaient plus élevés dans la région.

Le secteur Gaz de la Société a affiché un solide rendement, ce qui s'est traduit par une production plus élevée par rapport à l'exercice précédent et par rapport aux prévisions pour l'exercice. Le secteur Gaz était disponible pendant les périodes de pénurie d'approvisionnement, ce qui a permis à la Société de mener ses activités au cours des périodes de tarification de pointe. Le secteur Gaz a subi l'influence défavorable de températures relativement douces au quatrième trimestre de 2023, la Société n'ayant pas connu les mêmes conditions qu'à la période correspondante de 2022, qui avait connu un resserrement des conditions d'approvisionnement en raison des températures extrêmement froides en Alberta.

La production de nos actifs d'énergie renouvelable pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué de 224 GWh, ou 4 %, par rapport à celle de 2022, et représentait 81 % de la production moyenne à long terme.

Des ressources renouvelables inférieures à la moyenne au cours de l'exercice ont eu une incidence sur la production dans nos secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire. La production hydroélectrique a également été affectée par la baisse de la disponibilité due à une augmentation des interruptions planifiées à des fins d'entretien par rapport à 2022, tandis que la production du secteur Énergie éolienne et énergie solaire a été favorisée par l'ajout du parc éolien Garden Plain, la remise en service partielle du parc éolien Kent Hills et l'ajout du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au cours de l'exercice.

Prix du marché

Exercice clos le 31 décembre 2023	2023	2022	2021
Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)	134	162	102
Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh)	76	82	49
Prix au comptant de l'électricité en Ontario (\$/MWh)	28	47	30
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ (\$)	2,54	5,08	3,39

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les prix au comptant de l'électricité en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique ont été moins élevés qu'en 2022. La baisse des prix dans les deux régions découle d'un recul des prix du gaz naturel et d'une baisse globale de la demande liée aux conditions météorologiques au deuxième semestre de 2023, les prix ayant chuté surtout en raison de conditions météorologiques au-dessus de la normale au quatrième trimestre de 2023. En ce qui concerne plus particulièrement l'Alberta, le temps chaud du quatrième trimestre s'est traduit

par une forte intensité des ressources éoliennes qui, combinée à la nouvelle capacité installée, a augmenté l'offre sur le marché par rapport à l'exercice précédent.

Les prix du gaz naturel de l'AECO pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont été moins élevés que ceux de 2022, en raison surtout d'une amélioration des niveaux de production et de stockage en Alberta et en Amérique du Nord.

Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Produits des activités ordinaires	3 355	2 976	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1 060	1 263	1 054
Coûts de conformité liés au carbone	112	78	178
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	539	521	511
Amortissement	621	599	529
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	(48)	9	648
Produits d'intérêts	59	24	11
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)
Charge d'impôts sur le résultat	84	192	45
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	644	4	(576)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	101	111	112

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (2023 par rapport à 2022)

Les **produits des activités ordinaires** ont totalisé 3 355 millions de dollars, en hausse de 379 millions de dollars, ou 13 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une augmentation des profits réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés dans l'ensemble des secteurs, contrebalancée en partie par :
- une diminution des produits tirés des ventes marchandes attribuable à la baisse des prix de l'électricité au comptant et de la production en Alberta.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont totalisé 1 060 millions de dollars, en baisse de 203 millions de dollars, ou 16 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des prix du gaz naturel, contrebalancée en partie par :
- l'utilisation accrue de combustible dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont totalisé 112 millions de dollars, en hausse de 34 millions de dollars, ou 44 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout :

- d'une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 50 \$ par tonne en 2022 à 65 \$ par tonne en 2023;
- d'une hausse de la production dans le secteur Gaz;
- du fait qu'aucun crédit d'émission n'a été utilisé pour régler les obligations liées aux GES comme cela a été fait à l'exercice précédent.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** ont totalisé 539 millions de dollars, en hausse de 18 millions de dollars, ou 3 %, par rapport à celles de 2022, en raison surtout :

- d'une hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques et de croissance;
- d'une hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société;
- d'une hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

L'**amortissement** a totalisé 621 millions de dollars, en hausse de 22 millions de dollars, ou 4 %, par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- de la révision de la durée d'utilité de certaines installations;
- de la mise en service de nouvelles installations.

Les **reprises de dépréciation d'actifs** ont totalisé 48 millions de dollars, en hausse de 57 millions de dollars, ou 633 %, par rapport à une imputation pour dépréciation d'actifs en 2022, en raison surtout :

- du fait que les provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service ont subi l'influence favorable d'un changement dans le calendrier des sorties de fonds attendues, contrebalancé en partie par une baisse des taux d'actualisation, ce qui a entraîné une reprise de dépréciation nette de 34 millions de dollars;
- d'une reprise de dépréciation de 10 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité en raison de la prolongation d'un contrat et de modifications favorables apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité.

Les **produits d'intérêts** ont totalisé 59 millions de dollars, en hausse de 35 millions de dollars, ou 146 %, par rapport à ceux de 2022, en raison surtout d'une hausse des soldes de trésorerie et des taux d'intérêt favorables.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** a totalisé 880 millions de dollars, en hausse de 527 millions de dollars, ou 149 %, par rapport à celui de 2022, en raison des éléments susmentionnés.

La **charge d'impôt sur le résultat** a totalisé 84 millions de dollars, en baisse de 108 millions de dollars, ou 56 %, par rapport à celle de 2022, en raison d'un recouvrement lié à la reprise d'actifs d'impôt différé au Canada décomptabilisés antérieurement et d'une baisse des charges non déductibles liées aux activités aux États-Unis, en partie contrebalancés par une hausse des résultats des activités d'exploitation au Canada.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** a totalisé 101 millions de dollars, en baisse de 10 millions de dollars, ou 9 %, par rapport à celui de 2022, surtout en raison d'une diminution du résultat net de TA Cogen.

BAlIA ajusté

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à 1 632 millions de dollars, comparativement à 1 634 millions de dollars en 2022, en baisse de 2 millions de dollars. Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 décembre
BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	1 634
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à une baisse des volumes des services auxiliaires, à une diminution des prix au comptant de l'électricité et des prix des services auxiliaires et à des ressources hydriques inférieures à la moyenne, le tout en partie contrebalancé par les profits réalisés tirés de la stratégie de couverture et des ventes d'attributs environnementaux.	(68)
Énergie éolienne et énergie solaire : Diminution principalement attribuable à la baisse des produits tirés des attributs environnementaux, à la baisse des prix au comptant de l'électricité en Alberta, à la diminution des ressources éoliennes dans l'ensemble des parcs en exploitation, à la baisse des dommages-intérêts comptabilisés au parc éolien Windrise et à la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, le tout en partie contrebalancé par la mise en service du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, ainsi que par la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills.	(54)
Gaz : Augmentation attribuable surtout à la hausse des prix de l'électricité couverts compensant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta, à la baisse des coûts des produits de base liés au gaz naturel et à la hausse de la production, contrebalancées en partie par la baisse des produits tirés de la production thermique, la hausse des prix du carbone, de l'augmentation des coûts liés au carbone et de l'utilisation accrue de combustible liée à la production. Le portefeuille de centrales alimentées au gaz a considérablement dépassé les attentes de la direction.	172
Transition énergétique : Augmentation attribuable surtout à la hausse de la production découlant de la hausse de la disponibilité et de la hausse du volume des ventes marchandes, contrebalancée en partie par la baisse des prix du marché par rapport à ceux de l'exercice précédent.	36
Commercialisation de l'énergie : Diminution attribuable surtout à la baisse du volume de transactions réglées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent et à l'augmentation des charges au titre de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration. Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie ont été conformes aux attentes de la direction et le rendement a été conforme à nos prévisions financières revues pour l'exercice complet présentées au deuxième trimestre de 2023.	(74)
Siège social : Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance et à la hausse des coûts associés au déménagement du siège social de la Société.	(14)
BAlIA ajusté¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 632

1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie disponibles

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2023 relatives aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus au premier semestre de l'exercice et de nos attentes pour le reste de l'exercice. Pour l'exercice clos le

31 décembre 2023, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué de 71 millions de dollars, ou 7 %, par rapport à ceux de 2022 et ont été conformes à nos prévisions financières revues pour l'exercice complet. Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 décembre
Flux de trésorerie disponibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	961
Baisse du BAIIA ajusté : Diminution des flux de trésorerie disponibles en raison des éléments mentionnés ci-dessus pour le BAIIA ajusté.	(2)
Hausse des produits d'intérêts : Augmentation des soldes de trésorerie et taux d'intérêt favorables ayant eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie disponibles.	35
Baisse de la charge d'impôt exigible : Des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital, auparavant visés par des restrictions, ont été utilisés pour compenser le résultat imposable, ce qui s'est traduit par une hausse des flux de trésorerie disponibles.	15
Hausse des dépenses d'investissement de maintien : Hausse des coûts des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour les secteurs Hydroélectricité et Gaz, en partie contrebalancée par une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Transition énergétique, ce qui a entraîné une baisse des flux de trésorerie disponibles.	(31)
Hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales : Hausse attribuable au calendrier des distributions versées à TA Cogen, contrebalancé en partie par la baisse des distributions versées à TransAlta Renewables, ce qui a entraîné une diminution des flux de trésorerie disponibles.	(36)
Baisse des provisions : Des provisions moins importantes ont été constituées par rapport à l'exercice précédent, sans qu'aucun règlement notable n'ait été comptabilisé au cours de l'un ou l'autre exercice, ce qui a entraîné une baisse des flux de trésorerie disponibles en raison du calendrier des provisions constituées.	(26)
Autres éléments sans effet de trésorerie ¹	(12)
Divers ²	(14)
Flux de trésorerie disponibles³ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	890

- 1) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend les incitatifs à la participation au marché de l'Alberta, l'obligation liée au carbone, les passifs sur contrat et le contrat de redevances déficitaire conclu avec le parc solaire Sunhills. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 2) Le poste Divers comprend une augmentation de la perte de change réalisée, une hausse des frais de démantèlement et de remise en état réglés, une augmentation des dividendes versés sur actions privilégiées et une hausse des paiements de principal sur les obligations locatives. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Dépenses d'investissement

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	2023	2022	2021
Hydroélectricité	41	35	26
Énergie éolienne et énergie solaire	15	18	13
Gaz	76	41	128
Transition énergétique	15	19	19
Siège social	27	29	13
Total des dépenses d'investissement de maintien	174	142	199

Le total des dépenses d'investissement de maintien en 2023 a augmenté de 32 millions de dollars par rapport à celui de 2022, principalement en raison :

- d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos actifs hydroélectriques en Alberta;
- d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à notre centrale de Sarnia, à l'unité 6 de la centrale de Sundance et aux unités 2 et 3 de la centrale de Kepphills dans le secteur Gaz, le tout contrebalancé en partie par :
- une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison surtout d'une baisse du nombre de remplacements de composantes principales; et
- une baisse du nombre d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien dans le secteur Transition énergétique.

Le total des dépenses d'investissement de maintien en 2022 a diminué de 57 millions de dollars par rapport à celui de 2021, principalement en raison :

- des conversions du charbon au gaz achevées en 2021, contrebalancées en partie par :
- une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés en 2022 dans le secteur Hydroélectricité et le nombre accru de remplacements de composantes principales en 2022 dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; et
- une hausse des dépenses liées aux améliorations locatives associées au déménagement planifié des bureaux du siège social de la Société.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	6	2	3
Énergie éolienne et énergie solaire	659	759	124
Gaz	13	3	38
Transition énergétique	—	—	70
Siège social ¹	61	10	47
Total des dépenses de croissance et de développement	739	774	282

1) Les dépenses liées aux projets en développement sont incluses dans le secteur Siège social.

En 2023 et 2022, les dépenses de croissance et de développement engagées ont principalement porté sur :

- le parc éolien Garden Plain, qui a été mis en service en août 2023;
- le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields qui a été mis en service en novembre 2023;
- les projets de parcs éoliens White Rock qui devraient être mis en service au premier trimestre de 2024;

- le projet de parc éolien Horizon Hill dont la mise en service est prévue au premier trimestre de 2024;
- l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith qui devrait s'achever au premier trimestre de 2024.

Se reporter à la section Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028 du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Changement au conseil d'administration

L'honorable Rona Ambrose a décidé de ne pas se porter candidate en vue de sa réélection et de quitter le conseil d'administration («le conseil») après l'assemblée annuelle des actionnaires qui aura lieu le 25 avril 2024. Le conseil d'administration tient à lui exprimer sa gratitude pour les services qu'elle a rendus à la Société. Elle a été un membre inestimable de notre conseil depuis 2017 et nous la remercions pour ses précieux conseils et pour le leadership dont elle a fait preuve tout au long de son mandat, notamment en tant que présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil.

Contrats de vente de crédits d'impôt à la production

Le 22 février 2024, la Société a conclu des ententes de transfert de 10 ans avec un client noté AA- visant la vente d'environ 80 % des crédits d'impôt à la production qui devraient être générés par les projets de parcs éoliens White Rock et le projet de parc éolien Horizon Hill. Le BAIIA annuel moyen qui devrait être généré par ces contrats s'élève à environ 57 millions de dollars (43 millions de dollars américains).

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») et régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

Le 26 mai 2023, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une 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 7,29 % du flottant au 17 mai 2023. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la TSX ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2023 et se termine le 30 mai 2024, 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.

Le 19 décembre 2023, la Société a conclu un RAAA afin de faciliter les rachats des actions ordinaires de TransAlta en vertu de son OPRA.

Dans le cadre du RAAA, le courtier de la Société peut racheter des actions ordinaires à partir de la date d'entrée en vigueur du RAAA jusqu'à la fin de ce dernier. Tous les rachats d'actions ordinaires effectués dans le cadre du RAAA seront inclus dans le calcul du nombre d'actions ordinaires rachetées en vertu de l'OPRA. Le RAAA sera résilié selon le premier des événements suivants à survenir : a) les limites de rachat maximales en vertu du RAAA sont atteintes; b) le 24 février 2024; ou c) la Société met fin au RAAA conformément à ses modalités.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a racheté et annulé un total de 7 537 500 actions ordinaires à un prix moyen de 11,49 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 87 millions de dollars.

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.

Mise en service du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields

Le 22 novembre 2023, la Société a annoncé la mise en service des centrales solaires et de stockage par batteries de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields. Les installations comprennent la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, la centrale de stockage par batteries de Leinster de 10 MW et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui sont tous maintenant intégrés au réseau éloigné existant de 169 MW du nord de Southern Cross Energy de TransAlta, en Australie-Occidentale. Les installations sont entièrement visées par des contrats avec BHP Nickel West d'une durée de 15 ans et devraient permettre de réduire de 12 % par année les émissions de portée 2 de BHP à Mount Keith et Leinster.

TransAlta annonce ses objectifs de croissance pour 2028 et déclare une hausse de 9 % du dividende

Le 21 novembre 2023, la Société a tenu sa Journée des investisseurs 2023 et a annoncé qu'elle avait mis à jour ses objectifs de croissance stratégique jusqu'en 2028, lesquels viennent renforcer son engagement à être un chef de file de la production d'électricité propre en offrant des solutions de production d'énergie centrées sur le client. Les objectifs de croissance comprennent :

- l'ajout d'une nouvelle capacité pouvant atteindre 1,75 GW au parc de la Société en investissant environ 3,5 milliards de dollars pour l'aménagement, la construction ou l'acquisition de nouveaux actifs jusqu'à la fin de 2028;
- la priorité aux énergies renouvelables et au stockage centrés sur le client grâce au développement de la filière de projets d'aménagement de la Société de 4,8 GW;
- l'expansion de la filière de projets d'aménagement de la Société à 10 GW d'ici 2028.

Le conseil a approuvé une augmentation annualisée de 0,02 \$ par action, ou 9 %, de notre dividende sur les actions ordinaires, et a déclaré un dividende de 0,06 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} avril 2024. Le dividende trimestriel de 0,06 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,24 \$ par action ordinaire.

TransAlta conclut une entente de développement conjoint avec Hancock

Le 21 novembre 2023, la Société a conclu une entente de développement conjoint avec Hancock Prospecting Pty Ltd («Hancock»), quatrième producteur de minerai de fer en importance en Australie. Cette entente s'appuiera sur l'expertise de TransAlta en matière d'approvisionnement en électricité des exploitations minières éloignées en Australie-Occidentale. TransAlta travaillera en collaboration avec Hancock pour définir et fournir des solutions de production d'électricité pour Hancock dans la région de Port Hedland.

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

Le 2 novembre 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif d'achat d'actions avec une société membre du groupe d'Energy Capital Partners, la société mère de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement «Heartland»), en vertu de laquelle TransAlta fera l'acquisition de Heartland et de la totalité de ses activités

en Alberta et en Colombie-Britannique. L'acquisition permettra d'ajouter dix centrales au portefeuille de TransAlta, totalisant une nouvelle capacité de 1 844 MW. La clôture de la transaction est prévue au premier semestre de 2024, sous réserve des conditions de clôture habituelles, y compris l'obtention des approbations réglementaires.

Le prix de l'acquisition s'élève à 390 millions de dollars, sous réserve d'ajustements du fonds de roulement et autres ajustements, et comprend la prise en charge de la dette à faible coût de 268 millions de dollars. La Société financera la transaction au moyen de fonds en caisse et d'emprunts sur ses facilités de crédit.

Les actifs devraient générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire d'environ 115 millions de dollars, y compris les synergies. Environ 55 % des produits des activités ordinaires sont visés par des contrats conclus avec des contreparties très solvables ayant une durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée de 16 ans. Les synergies d'entreprise avant impôts devraient dépasser 20 millions de dollars annuellement.

Grâce à cette acquisition, la Société renforcera sa position concurrentielle dans le paysage très dynamique et changeant de l'électricité en Alberta compte tenu de l'important accroissement attendu de la production à partir d'énergies renouvelables et de la production de base à partir d'autres énergies à grande échelle qui se concrétisera dans la province au cours des prochaines années. Le plan de croissance de l'électricité propre demeure au cœur de notre stratégie et vise essentiellement à répondre aux besoins futurs de nos clients en matière de solutions d'électricité propre.

TransAlta Corporation conclut l'acquisition de TransAlta Renewables Inc.

Le 5 octobre 2023, la Société a conclu l'acquisition de TransAlta Renewables conformément aux modalités de l'accord d'arrangement annoncé précédemment entre les parties (l'«accord»). TransAlta a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables («actions de RNW») qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, faisant ainsi de TransAlta Renewables une filiale en propriété exclusive de la Société. Avant l'accord, TransAlta et les membres de son groupe détenaient collectivement 160 398 217 actions de RNW, représentant 60,1 % des actions de RNW émises et en circulation, les 106 510 884 actions de RNW restantes étant détenues par les actionnaires de TransAlta Renewables («actionnaires de RNW») autres que ceux de TransAlta et des membres de son groupe.

L'accord a été approuvé par les actionnaires de RNW lors d'une assemblée extraordinaire des actionnaires tenue le 26 septembre 2023 et par la Cour du Banc du Roi de l'Alberta le 4 octobre 2023. La contrepartie versée a totalisé 1,3 milliard de dollars et était composée de 800 millions de dollars en espèces et d'environ 46 millions d'actions ordinaires de la Société.

La clôture de l'acquisition de TransAlta Renewables représente un jalon important pour la Société, qui se place en bonne position pour assurer son succès futur grâce à une structure organisationnelle simplifiée et unifiée.

TransAlta en tête de la liste inaugurale des entreprises les plus dignes de confiance au monde établie par Newsweek

Le 14 septembre 2023, la Société a annoncé s'être vue classée au premier rang de la liste inaugurale de Newsweek des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023 dans la catégorie des secteurs de l'énergie et des services publics. Cette liste présente les 1 000 entreprises les plus dignes de confiance de 21 pays parmi 23 secteurs d'activité. Pour dresser la liste des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023, Newsweek a recouru à une approche globale pour évaluer trois piliers de la confiance du public : les clients, les investisseurs et les employés. La liste a été établie d'après un vaste sondage mené auprès de plus de 70 000 participants, qui a permis de recueillir 269 000 évaluations d'entreprises auxquelles ils accordent leur confiance à titre de client, d'investisseur ou d'employé.

Mise en service du parc éolien Garden Plain

En août 2023, le parc éolien Garden Plain a été mis en service, ajoutant 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation et PepsiCo Canada, dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans.

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Tent Mountain

Le 24 avril 2023, la Société a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de développement hydroélectrique de stockage par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, auprès d'Evolve Power Ltd. («Evolve»), anciennement Montem Resources Limited. L'acquisition comprend des droits d'utilisation des terrains, des immobilisations corporelles et des droits de propriété intellectuelle associés à Tent Mountain.

La Société et Evolve détiennent le projet Tent Mountain dans le cadre d'un partenariat ad hoc qui est géré conjointement, la Société agissant en tant que promoteur du projet. Le partenariat cherche activement à conclure un contrat d'enlèvement à l'égard des attributs énergétiques et environnementaux qui seront générés par l'installation.

Assemblée annuelle des actionnaires

Le 28 avril 2023, la Société a tenu l'assemblée annuelle des actionnaires. L'ensemble des candidats aux postes d'administrateurs ont été élus au conseil d'administration, notamment Candace MacGibbon, nouvelle membre du conseil d'administration.

Les autres points à l'ordre du jour de la Société ont été également fort bien accueillis, notamment un vote consultatif sur la rémunération et une modification du régime d'unités d'actions de la Société.

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

Exercices clos les 31 décembre	BAIIA ajusté ¹		
	2023	2022	2021
Hydroélectricité	459	527	322
Énergie éolienne et énergie solaire	257	311	262
Gaz	801	629	488
Transition énergétique	122	86	133
Commercialisation de l'énergie	109	183	166
Siège social	(116)	(102)	(85)
Total du BAIIA ajusté¹	1 632	1 634	1 286
Résultat avant impôts sur le résultat	880	353	(380)

1) 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.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	922	922	—	— %	925	(3)	— %
Production moyenne à long terme (GWh)²	2 015	2 015	—	— %	2 030	(15)	(1) %
Disponibilité (%)	90,8	96,7	(5,9)	(6) %	92,4	4,3	5 %
Production							
Production visée par des contrats (GWh)	277	323	(46)	(14) %	434	(111)	(26) %
Production marchande (GWh)	1 492	1 665	(173)	(10) %	1 502	163	11 %
Total de la production d'énergie (GWh)	1 769	1 988	(219)	(11) %	1 936	52	3 %
Volumes des services auxiliaires (GWh) ³	2 582	3 124	(542)	(17) %	2 897	227	8 %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{4, 5}	291	328	(37)	(11) %	185	143	77 %
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{4, 6}	51	42	9	21 %	41	1	2 %
Produits tirés des attributs environnementaux	14	1	13	1 300 %	1	—	— %
Total des produits des activités ordinaires bruts	529	607	(78)	(13) %	387	220	57 %
Païement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net	—	—	—	— %	(4)	4	(100) %
Produits des activités ordinaires⁷	529	607	(78)	(13) %	383	224	58 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	19	22	(3)	(14) %	16	6	38 %
Marge brute⁸	510	585	(75)	(13) %	367	218	59 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	55	(7)	(13) %	42	13	31 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	—	— %	3	—	— %
BAIIA ajusté⁸	459	527	(68)	(13) %	322	205	64 %
Informations complémentaires :							
Produits des activités ordinaires bruts par MWh							
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{4, 5}	175	197	(22)	(11) %	123	74	60 %
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ³	67	76	(9)	(12) %	55	21	38 %

- 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 3MW.
- 2) Production moyenne à long terme de 2022 et 2021 révisée aux fins d'uniformité avec la méthode de calcul de 2023.
- 3) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»).
- 4) 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.
- 5) La Société a conclu des couvertures à terme pour les premier et troisième trimestres de 2023 qui sont incluses dans les produits des actifs hydroélectriques en Alberta.
- 6) 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.
- 7) 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.
- 8) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

2023

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont diminué par rapport à ceux de 2022, en raison principalement :

- d'une baisse des volumes de services auxiliaires attribuable à la diminution des volumes exigés par l'AESO, à la suite de sa décision de réduire le volume cumulé des importations en Alberta;
- d'une baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix des services auxiliaires sur le marché albertain;
- d'une baisse de la production attribuable à une diminution de la disponibilité découlant des interruptions planifiées à nos actifs hydroélectriques en Alberta et de ressources hydriques inférieures à la moyenne, le tout en partie contrebalancé par :
- les profits réalisés tirés de la stratégie de couverture des actifs hydroélectriques en Alberta;
- les ventes d'attributs environnementaux découlant d'une augmentation des ventes de crédits d'émission.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés.

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.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- d'une hausse des prix et des volumes des services marchands et auxiliaires sur le marché de l'Alberta;
- d'une hausse de la production et de la disponibilité attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à nos actifs hydroélectriques en Alberta; et
- d'une augmentation du volume des services auxiliaires en raison d'une disponibilité et d'une demande accrues.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés, contrebalancée 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.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	2 084	1 906	178	9 %	1 906	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	5 387	4 950	437	9 %	4 345	605	14 %
Disponibilité (%)	86,9	83,8	3,1	4 %	91,9	(8,1)	(9) %
Production							
Production visée par des contrats (GWh)	3 095	3 182	(87)	(3) %	2 850	332	12 %
Production marchande (GWh)	1 148	1 066	82	8 %	1 048	18	2 %
Total de la production (GWh)	4 243	4 248	(5)	— %	3 898	350	9 %
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	347	357	(10)	(3) %	320	37	12 %
Produits tirés des attributs environnementaux	26	50	(24)	(48) %	28	22	79 %
Produits des activités ordinaires²	373	407	(34)	(8) %	348	59	17 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	30	31	(1)	(3) %	17	14	82 %
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	(1)	(100) %	—	1	100 %
Marge brute³	343	375	(32)	(9) %	331	44	13 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	80	68	12	18 %	59	9	15 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	12	—	— %	10	2	20 %
Autres produits d'exploitation, montant net ²	(6)	(16)	10	(63) %	—	(16)	(100) %
BALIA ajusté³	257	311	(54)	(17) %	262	49	19 %
Informations complémentaires :							
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills⁴	87	77	10	13 %	—	77	100 %
Indemnité d'assurance – Kent Hills	(1)	(7)	6	(86) %	—	(7)	(100) %

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 2023 comprennent le parc éolien Garden Plain d'une puissance de 130 MW qui a été mis en service en août 2023 et les centrales solaires de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields qui ont été mises en service en novembre 2023.

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

3) Le BALIA ajusté et la marge brute 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.

4) 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.

2023

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont diminué par rapport à ceux de 2022, en raison principalement :

- d'une baisse des produits tirés des attributs environnementaux découlant d'une réduction des ventes de crédits compensatoires et de crédits d'émission;
- d'une baisse des prix au comptant de l'électricité en Alberta;
- de ressources éoliennes plus faibles que les moyennes à long terme dans l'ensemble des parcs en exploitation, le tout en partie contrebalancé par :
- la mise en service du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfield respectivement aux troisième et quatrième trimestres; et
- la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- de la baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés;
- d'une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à la hausse des salaires, aux coûts d'assurance plus élevés et à l'augmentation des coûts afférents aux ententes de service à long terme; et
- de la diminution des dommages-intérêts prédéterminés comptabilisés au parc éolien Windrise.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- de la hausse de la production attribuable à l'ajout du parc éolien Windrise et à 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;
- de la hausse des prix marchands réalisés et des prix au comptant de l'électricité en Alberta;
- d'une augmentation des produits tirés des attributs environnementaux; le tout contrebalancé en partie par :
- une baisse de la disponibilité attribuable à l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de la comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité découlant de l'augmentation des tarifs de transport;
- une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liée à l'ajout du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord au cours de l'exercice; et
- un ajustement favorable ponctuel découlant du règlement relatif aux pertes de réseau établies par l'AESO qui a été inclus en 2021.

Gaz

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	—	— %	3 084	—	— %
Disponibilité (%)	91,6	94,6	(3,0)	(3) %	85,7	8,9	10 %
Production							
Volumes des ventes contractuelles (GWh)	4 172	3 609	563	16 %	3 622	(13)	— %
Volume des ventes marchandes (GWh)	7 889	7 927	(38)	— %	7 084	843	12 %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(188)	(88)	(100)	114 %	(141)	53	(38) %
Total de la production (GWh)	11 873	11 448	425	4 %	10 565	883	8 %
Produits des activités ordinaires²	1 525	1 521	4	— %	1 126	395	35 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	449	637	(188)	(30) %	374	263	70 %
Coûts de conformité liés au carbone	112	83	29	35 %	118	(35)	(30) %
Marge brute³	964	801	163	20 %	634	167	26 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	192	195	(3)	(2) %	173	22	13 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	11	15	(4)	(27) %	13	2	15 %
Autres produits d'exploitation, montant net	(40)	(38)	(2)	5 %	(40)	2	(5) %
BAIIA ajusté³	801	629	172	27 %	488	141	29 %

1) L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées est comprise dans les achats d'électricité.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité 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) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

2023

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de 2022, en raison principalement :

- de la hausse de la production liée à la disponibilité du portefeuille de centrales durant les périodes de pénurie d'approvisionnement et de tarification de pointe;
- de la hausse des couvertures des prix de l'électricité, compensant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta; contrebalancées en partie par :
- la baisse des produits tirés de l'énergie thermique attribuable à la baisse des produits tirés de la production de vapeur à la centrale de Sarnia par rapport à 2022.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté par rapport à celui de 2022, en raison surtout de :

- la baisse des coûts des produits de base liés au gaz naturel sur les actifs gaziers en Alberta; et
- la hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; contrebalancées en partie par :
- une hausse des coûts liés au carbone et de l'utilisation du combustible liée à la production et à l'utilisation de crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES en 2022; et
- une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 50 \$ la tonne à 65 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur nos actifs gaziers canadiens.

Le portefeuille de centrales alimentées au gaz a considérablement dépassé les attentes de la direction pour le secteur.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- d'une hausse de la production attribuable à une plus grande disponibilité et à l'optimisation de la répartition des actifs en Alberta;
- 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; et
- d'une hausse des prix marchands en Ontario et de la production de vapeur.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- d'une baisse des coûts de conformité liés au carbone attribuable à une réduction des émissions de GES découlant du recours exclusif au gaz naturel plutôt qu'au charbon en Alberta et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES; en partie contrebalancées par :
- l'augmentation de la consommation de gaz naturel dans nos unités récemment converties et la hausse des prix du gaz naturel;
- une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 35 \$ la tonne à 50 \$ la tonne; 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.

Transition énergétique

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	671	671	—	— %	1 472	(801)	(54) %
Disponibilité (%)	79,8	77,2	2,6	3 %	75,3	1,9	3 %
Disponibilité ajustée (%) ²	79,8	79,0	0,8	1 %	78,8	0,2	— %
Production							
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 329	—	— %	3 329	—	— %
Volume des ventes marchandes (GWh)	4 417	3 951	466	12 %	6 052	(2 101)	(35) %
Achats d'électricité (GWh) ³	(3 602)	(3 706)	104	(3) %	(3 675)	(31)	1 %
Total de la production (GWh)	4 144	3 574	570	16 %	5 706	(2 132)	(37) %
Produits des activités ordinaires⁴							
Coûts du combustible et des achats d'électricité	557	566	(9)	(2) %	432	134	31 %
Coûts de conformité liés au carbone	—	(1)	1	(100) %	60	(61)	(102) %
Marge brute⁵	189	159	30	19 %	236	(77)	(33) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	64	69	(5)	(7) %	97	(28)	(29) %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	4	(1)	(25) %	6	(2)	(33) %
BAIIA ajusté⁵	122	86	36	42 %	133	(47)	(35) %
Informations complémentaires :							
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	15	12	3	25 %	6	6	100 %
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	13	16	(3)	(19) %	9	7	78 %

1) La capacité installée brute pour 2023 et 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).

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

3) Toute l'électricité produite par la centrale de Centralia est vendue par le secteur Commercialisation de l'énergie aux fins de la livraison physique sur le marché, ce qui correspond au volume des ventes marchandes. L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité. Le total de la production de la centrale comprend le résultat net du volume des ventes marchandes et des achats d'électricité.

4) 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.

5) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

2023

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de 2022, en raison principalement :

- d'une hausse de la production découlant d'une disponibilité accrue attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia;
- d'une moins grande répartition économique qui a entraîné une hausse du volume des ventes marchandes, le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des prix du marché.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- d'une hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à la baisse des prix et à la hausse des volumes de production; et
- de la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022.

Les dépenses de remise en état des mines pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont été comparables à celles de 2022.

2022

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont diminué par rapport à ceux de 2021, en raison principalement :

- de la baisse de la production attribuable à 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 hausse de la production découlant d'une disponibilité accrue à l'unité 2 de la centrale de Centralia attribuable au nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées; et
- une augmentation des prix marchands et contractuels à la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de l'augmentation des coûts des achats d'électricité pendant les interruptions à la centrale de Centralia; contrebalancées en partie par :
- une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant d'une diminution des coûts d'exploitation liée à la mise hors service du portefeuille de centrales alimentées au charbon en 2021; et
- une diminution des coûts liés au carbone en Alberta liée à la mise hors service du portefeuille de centrales alimentées au charbon, ce qui a permis de réduire les émissions de GES.

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

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Produits des activités ordinaires ¹	152	218	(66)	(30) %	202	16	8 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	43	35	8	23 %	36	(1)	(3) %
BAIIA ajusté²	109	183	(74)	(40) %	166	17	10 %

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. Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

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.

2023

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de 2022, ce qui est conforme aux attentes de la direction, et cette diminution par rapport à l'exercice précédent est attribuable surtout :

- à une baisse des transactions réglées réalisées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent; et
- à une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration du fait essentiellement de la hausse des incitatifs liés aux produits des activités ordinaires avant les ajustements.

La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité de la négociation de l'électricité et du gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains, tout en conservant le profil de risque global de l'unité fonctionnelle.

Siège social

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Variation		2021	Variation	
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	115	101	14	14 %	84	17	20 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	—	— %	1	—	— %
BAIIA ajusté¹	(116)	(102)	(14)	14 %	(85)	(17)	20 %

1) 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.

2023

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué par rapport à celui de 2022, en raison surtout :

- de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance;
- de la hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société; et
- de la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

2022

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a augmenté par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- d'une hausse des transactions réglées réalisées au cours de l'exercice sur les positions de marché par rapport à l'exercice précédent; et
- du fait que la Société a tiré 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.

2022

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a diminué par rapport à celui de 2021, en raison surtout :

- de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs reflétant le rendement de la Société;
- du fait que la Société n'a pas reçu d'autres fonds au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada, comme ce fut le cas en 2021; et
- de pertes plus élevées réalisées sur le swap sur rendement total.

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 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	451	77	571	(10)	109	(116)	1 082
Canada, sans l'Alberta	8	95	89	—	—	—	192
États-Unis	—	84	10	132	—	—	226
Australie	—	1	131	—	—	—	132
BAIIA ajusté¹	459	257	801	122	109	(116)	1 632
Résultat avant impôts sur le résultat							880

Exercice clos le 31 décembre 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	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 ajusté¹	527	311	629	86	183	(102)	1 634
Résultat avant impôts sur le résultat							353

- 1) 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.

Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta

Notre exposition au marché de capacité marchande se situe principalement en Alberta, où se trouve 53 % de notre capacité, et où 75 % de nos actifs sont disponibles pour participer au marché de la production marchande. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, une centrale de stockage par batteries et des centrales au gaz naturel.

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'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.

L'optimisation du rendement du portefeuille sur le marché marchand de l'Alberta est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille. 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 importante de la capacité de production thermique du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie. La stratégie de couverture de la Société comprend le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels et est complétée par des couvertures financières. En 2023, 78 % de notre production d'énergie en Alberta a été vendue dans le cadre de contrats à long terme ou de couvertures à prix fixe.

Le portefeuille de centrales hydroélectriques de l'Alberta offre des services auxiliaires et des produits de fiabilité du réseau, comme un service de redémarrage à froid en cas de panne généralisée dans la province et des mesures d'atténuation de la sécheresse par une régulation systématique du débit des rivières. Nos portefeuilles de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens en Alberta offrent un flux constant de crédits environnementaux aux fins d'atteindre les objectifs ESG.

En 2023, la Société a conclu un accord définitif d'achat d'actions lié à Heartland Generation Ltd. et Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, «Heartland») et prévoit conclure la transaction au premier semestre de 2024, sous réserve du respect de certaines conditions de clôture habituelles. L'acquisition de Heartland ajoutera de nouvelles capacités à notre portefeuille. Grâce à la croissance rapide de certaines unités de Heartland, nous serons dans une position idéale pour tirer parti des fluctuations de prix prévues et de la hausse des prix réalisés périodique sur le marché de l'Alberta.

	2023					2022					2021				
Exercices clos le 31 décembre	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité Installée brute (MW)	834	766	1 960	—	3 560	834	636	1 960	—	3 430	834	636	1 960	801	4 231
Production totale (GWh)	1 492	1 907	8 360	—	11 759	1 665	1 686	8 106	19	11 476	1 586	1 319	7 281	2 591	12 777
Production visée par des contrats (GWh)	—	774	861	—	1 635	—	620	526	—	1 146	—	271	509	—	780
Production marchande (GWh)	1 492	1 133	7 499	—	10 124	1 665	1 066	7 580	19	10 330	1 586	1 048	6 772	2 591	11 997
Production visée par des couvertures (GWh)	378	—	7 172	—	7 550	—	—	7 228	—	7 228	—	—	6 992	—	6 992
Production visée par des contrats ou couverte (%)	25 %	41 %	96 %	— %	78 %	— %	37 %	96 %	— %	73 %	— %	21 %	103 %	— %	61 %
Produits des activités ordinaires ¹ (\$)	509	130	1 083	5	1 727	583	155	989	6	1 733	358	97	674	257	1 386
Coût du combustible et des achats d'électricité (\$)	17	20	336	—	373	18	21	442	5	486	13	9	258	92	372
Coût de conformité lié au carbone (\$)	—	—	106	—	106	—	1	70	(1)	70	—	—	96	60	156
Marge brute (\$)	492	110	641	5	1 248	565	133	477	2	1 177	345	88	320	105	858

1) 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 pour inclure les profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées.

La production totale pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est élevée à 11 759 GWh, comparativement à 11 476 GWh d'électricité en 2022. L'augmentation de 283 GWh, ou 2 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la mise en service du parc éolien Garden Plain au troisième trimestre de 2023;
- la hausse de la production de nos centrales alimentées au gaz découlant des solides conditions du marché en Alberta au premier semestre de 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des ressources hydriques dans les actifs hydroélectriques en Alberta.

La production couverte pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a augmenté par rapport à celle de 2022, en raison surtout :

- de la possibilité d'obtenir des marges supplémentaires grâce à des couvertures stratégiques pour les actifs hydroélectriques.

La marge brute pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 1 248 millions de dollars, comparativement à 1 177 millions de dollars en 2022. L'augmentation de 71 millions de dollars, ou 6 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse des couvertures des prix de l'électricité, contrebalançant en partie l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta; et
- la baisse des prix du gaz naturel par rapport à 2022, contrebalancées en partie par :
- la baisse des produits tirés des services auxiliaires en raison de la diminution des volumes exigés par l'AESO, à la suite de sa décision de réduire le volume cumulé des importations en Alberta.

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

Exercice clos le 31 décembre 2023	2023	2022	2021
Marché de l'Alberta			
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	134	162	102
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	2,54	5,08	3,39
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	65	50	40
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta			
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	136	126	91
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	175	197	122
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	67	76	55
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	73	90	63
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	162	194	114
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	111	86	72
Volume couvert (GWh)	7 550	7 228	6 992
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ²	45	60	38
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ²	13	9	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 et des activités d'optimisation du portefeuille de la Société (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme et des produits des services auxiliaires), divisé par le total des GWh produits sur une base marchande.

2) 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 des crédits d'émission utilisés pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES.

Le prix moyen de l'électricité au comptant par MWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué, passant de 162 \$ par MWh en 2022 à 134 \$ par MWh en 2023, principalement en raison :

- des températures modérées au cours des six derniers mois de l'exercice par rapport à celles de l'exercice précédent;
- d'une hausse de la production totale d'énergie renouvelable sur le marché de l'Alberta grâce à de nouveaux parcs éoliens et solaires et à une augmentation des ressources éoliennes au cours du quatrième trimestre de 2023; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté de 10 \$ par MWh comparativement à celui de 2022, en raison principalement :

- de l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie; et
- de la hausse des prix de couverture par rapport à l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ont diminué de 15 \$ par MWh par rapport à ceux de 2022, en raison principalement d'une baisse des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 4 \$ par MWh comparativement à ceux de 2022, en raison principalement :

- d'une hausse des coûts de conformité liés au carbone, qui sont passés de 50 \$ la tonne en 2022 à 65 \$ la tonne en 2023; et
- du fait qu'aucun crédit d'émission n'a été utilisé pour régler l'obligation liée aux émissions de GES au cours de l'exercice. À l'exercice précédent, la Société a utilisé des crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation de conformité liée au carbone, ce qui a entraîné une baisse des coûts du carbone par MWh.

Faits saillants du quatrième trimestre

Au quatrième trimestre de 2022, 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, lesquelles découlaient de températures extrêmement froides et de périodes

d'interruptions planifiées et non planifiées à l'échelle de la province, ce qui a donné lieu à un rendement financier exceptionnel pour le trimestre. La Société n'a pas connu les mêmes conditions météorologiques au quatrième trimestre de 2023, les températures ayant été relativement douces par rapport à celles du quatrième trimestre de 2022.

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Informations opérationnelles		
Disponibilité ajustée (%)	86,9	89,5
Production (GWh)	5 783	6 005
Principales informations financières		
Produits des activités ordinaires	624	854
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	7
BAlIA ajusté ¹	289	541
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(84)	(163)
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	310	351
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	229	459
Flux de trésorerie disponibles ¹	121	315
Par action		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	308	269
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée	(0,27)	(0,61)
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,12	0,11
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 2}	0,74	1,71
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	0,39	1,17

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

2) 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. 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.

Rendement d'exploitation

Disponibilité ajustée

Le tableau suivant présente la disponibilité ajustée (%) par secteur :

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Hydroélectricité	76,6	96,8
Énergie éolienne et énergie solaire	90,3	85,7
Gaz	89,5	92,8
Transition énergétique	79,6	76,4
Disponibilité ajustée (%)	86,9	89,5

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 s'est établie à 86,9 %, comparativement à 89,5 % pour la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- des interruptions planifiées dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité; contrebalancées en partie par :

- une plus grande disponibilité pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, du fait essentiellement de la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills;

- le nombre moins élevé d'interruptions non planifiées dans le secteur Transition énergétique.

Production et production moyenne à long terme

	2023			2022		
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Trois mois clos les 31 décembre						
Hydroélectricité	326	447	73 %	344	435	79 %
Énergie éolienne et énergie solaire	1 479	1 621	91 %	1 222	1 499	82 %
Gaz	2 892			3 375		
Transition énergétique	1 086			1 064		
Total	5 783			6 005		

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a été de 5 783 GWh, comparativement à 6 005 GWh pour la période correspondante de 2022. Cette baisse de la production s'explique principalement par :

- une moins bonne répartition des actifs gaziers de l'Alberta en raison des températures plus chaudes; et
- une diminution de la disponibilité; contrebalancées en partie par :
- une augmentation de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire avec l'ajout du parc éolien Garden Plain.

Au cours du quatrième trimestre de 2023, les incidences des conditions météorologiques ont été relativement faibles par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, car la Société n'a pas connu les mêmes conditions météorologiques qu'au quatrième trimestre de 2022, lequel avait été marqué par des températures extrêmement froides en Alberta, ce qui avait entraîné des périodes de tarification de pointe exceptionnelles en 2022.

Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Produits des activités ordinaires	624	854
Coûts du combustible et des achats d'électricité	278	446
Coûts de conformité liés au carbone	27	27
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	150	157
Amortissement	132	188
Profit à la vente d'actifs et autres	—	46
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	7
Charge d'impôts sur le résultat	19	89
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(84)	(163)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	5	56

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (quatrième trimestre de 2023 par rapport au quatrième trimestre de 2022)

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont reculé de 230 millions de dollars, ou 27 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une diminution des ventes marchandes attribuable à une baisse des prix au comptant de l'électricité et de la production en Alberta;
- d'une diminution des prix réalisés et des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité; contrebalancées en partie par :
- une hausse des profits réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés dans l'ensemble des secteurs.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont reculé de 168 millions de dollars, ou 38 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des coûts liés au gaz naturel; et
- d'une baisse de la consommation de gaz naturel dans notre secteur Gaz.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les **coûts de conformité liés au carbone** ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2022, en raison :

- d'une hausse du prix du carbone, qui est passé de 50 \$ la tonne à 65 \$ la tonne; contrebalancée par :
- une baisse des volumes de production.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont reculé de 7 millions de dollars, ou 4 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- d'une baisse des montants à payer au titre des plans incitatifs en lien avec le rendement de la Société par rapport au rendement exceptionnel de la Société au quatrième trimestre de 2022; en partie contrebalancée par :
- la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux centrales alimentées au gaz.

L'**amortissement** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a reculé de 56 millions de dollars, ou 30 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout :

- de la révision de la durée d'utilité de certaines installations; en partie contrebalancée par :
- la mise en service de nouvelles installations.

Le **profit à la vente d'actifs et autres** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a diminué de 46 millions de dollars, ou 100 %, par rapport à la période correspondante de 2022, en raison principalement de la vente de certains actifs de production au gaz en 2022.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** s'est établi à une perte de 35 millions de dollars, résultat en baisse de 42 millions de dollars, ou 600 %, par rapport à un résultat avant impôts sur le résultat de 7 millions de dollars en 2022, en raison des éléments susmentionnés.

La **charge d'impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a diminué de 70 millions de dollars, ou 79 %, par rapport à celle de 2022, en raison d'une baisse du résultat avant impôts en 2023 et de la réduction des charges non déductibles aux États-Unis.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 s'est établie à 84 millions de dollars comparativement à une perte de 163 millions de dollars pour la période correspondante de 2022, une amélioration de 79 millions de dollars, ou 48 %, en raison surtout des éléments susmentionnés.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 a diminué de 51 millions de dollars, ou 91 %, par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen et de l'acquisition de TransAlta Renewables le 5 octobre 2023.

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 périodes de trois mois closes les 31 décembre 2023 et 2022 sont présentés sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	BAIIA ajusté ¹	
	2023	2022
Hydroélectricité	56	133
Énergie éolienne et énergie solaire	82	92
Gaz	141	264
Transition énergétique	26	19
Commercialisation de l'énergie	14	63
Siège social	(30)	(30)
Total du BAIIA ajusté¹	289	541
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	7

1) 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.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 sont résumés dans le tableau suivant :

	Trois mois clos le 31 décembre
BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022	541
Hydroélectricité : Diminution attribuable à un recul des produits des activités ordinaires découlant d'une diminution des prix marchands et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta et d'une baisse des volumes des services auxiliaires.	(77)
Énergie éolienne et énergie solaire : Diminution attribuable à un recul des prix marchands en Alberta, à une diminution des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux États-Unis et à une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, en raison des nouvelles ententes de service à long terme, le tout en partie contrebalancé par une hausse des produits des activités ordinaires liée à la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills et l'ajout du parc éolien Garden Plain et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields.	(10)
Gaz : Diminution attribuable à la baisse des prix réalisés et du volume de production sur le marché de l'Alberta, à la baisse des produits tirés de l'énergie thermique découlant de la baisse des prix de la vapeur à la centrale de Sarnia par rapport à 2022, et à l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration du fait d'une réduction de valeur des stocks à la centrale de Sundance et à l'unité 2 de la centrale de Keephills.	(123)
Transition énergétique : Hausse attribuable à l'augmentation de la production découlant de la baisse des interruptions non planifiées, contrebalancée en partie par le recul des produits des activités ordinaires découlant de la baisse des prix du marché.	7
Commercialisation de l'énergie : Diminution des transactions réglées réalisées au cours du quatrième trimestre sur les positions de marché par rapport à la période correspondante de 2022.	(49)
Siège social : Comparable à la période correspondante de 2022.	—
BAIIA ajusté¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023	289

1) 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.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 ont diminué de 194 millions de dollars, ou 62 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2022.

	Trois mois clos le 31 décembre
Flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022	315
Baisse du BAIIA ajusté : diminution des flux de trésorerie disponibles en raison des éléments susmentionnés.	(252)
Baisse des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle des filiales : la baisse du résultat net de TA Cogen et l'absence de dividendes versés aux actionnaires de TransAlta Renewables ont entraîné une hausse des flux de trésorerie disponibles.	42
Divers ¹	16
Flux de trésorerie disponibles² pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023	121

- 1) Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 2) Les flux de trésorerie disponibles 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.

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 2023	T2 2023	T3 2023	T4 2023
Produits des activités ordinaires	1 089	625	1 017	624
Résultat avant impôts sur le résultat	383	79	453	(35)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	294	62	372	(84)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	1,10	0,23	1,41	(0,27)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	462	11	681	310

	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
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 ¹	0,69	(0,30)	0,23	(0,61)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	451	(129)	204	351

- 1) Le résultat net 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 de base et dilué, respectivement, 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.
- 2) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 étaient négatifs en raison 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.

Les variations et les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au cours des huit derniers trimestres :

- 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 aux deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2022 et aux premier et deuxième trimestres de 2023.
- Baisse des prix du gaz naturel en 2023 et hausse des prix du gaz naturel en 2022.
- Baisse des coûts liés au carbone en 2022 découlant de l'utilisation par la Société de crédits d'émission pour régler une partie de son obligation liée aux émissions de GES au deuxième trimestre de 2022. En 2023, la Société a réglé au comptant son obligation de conformité liée au carbone. La hausse des coûts du carbone au cours des trois premiers trimestres de 2023 découlait de la hausse des prix du carbone par tonne ainsi que de l'augmentation de la production au deuxième trimestre de 2023.
- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du premier trimestre de 2022 au troisième trimestre de 2023. Les unités ont été partiellement remises en service au quatrième trimestre de 2023, toutes les éoliennes ayant maintenant été remises en service et les travaux de restauration devant être achevés au premier trimestre de 2024.
- Incidence des reprises de dépréciation d'actifs comptabilisés aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2023 et incidence des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises au cours de 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, et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022 et aux troisième et quatrième trimestres de 2023.
- 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 et chacun des trimestres de 2023.
- Mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022.
- Mise en service du parc éolien Gardern Plain au troisième trimestre de 2023 et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2023.
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022.
- 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. Diminution de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2022 en raison principalement d'un ajustement d'impôt non déductible moins élevé effectué aux États-Unis ainsi que d'un recouvrement d'impôt différé lié à une décomptabilisation antérieure d'actifs d'impôt canadiens.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Notre objectif stratégique est d'investir dans des solutions d'électricité propre qui répondent aux besoins et aux objectifs de nos clients et de nos collectivités. Nous investissons de manière rigoureuse et prudente afin de fournir à nos actionnaires des rendements ajustés en fonction du risque appropriés. Pour soutenir cette stratégie, nous maintenons une filière croissante de possibilités de projets axés sur l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage d'énergie et la production de gaz à faibles émissions.

En 2021, nous nous sommes fixé des objectifs clairs dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre. Ces objectifs comprenaient la livraison de 2 GW de capacité renouvelable supplémentaire avec un investissement cible de 3,6 milliards de dollars afin de générer un BAIIA annuel cumulatif supplémentaire de 315 millions de dollars provenant de nouveaux projets de croissance. Au cours des deux dernières années, la Société a atteint plus de 40 % de cette cible initiale en ajoutant 800 MW de nouvelle capacité, conjointement avec le projet d'expansion du réseau de transport pour BHP Nickel West.

En 2023, compte tenu des difficultés rencontrées sur le marché liées à l'augmentation des coûts de l'équipement et des dépenses d'investissement, nous avons fait preuve de rigueur et de patience dans nos nouvelles initiatives et avons axé nos efforts sur les priorités que sont la simplification, les actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats et la production flexible. Nous nous sommes penchés sur deux acquisitions stratégiques qui positionneraient bien la Société pour l'avenir, soit TransAlta Renewables et Heartland Generation Ltd.

Nous avons engagé 1,3 milliard de dollars pour l'acquisition de TransAlta Renewables, qui a apporté une contribution économique grâce à une capacité de production supplémentaire de 1,2 GW, augmentant ainsi la quote-part du BAIIA et la capacité contractuelle de la Société.

Nous avons également conclu un accord d'achat d'actions définitif en vue de l'acquisition de Heartland Generation Ltd., pour un coût total estimatif de 658 millions de dollars. Cette acquisition permettra à la Société d'être en meilleure position pour répondre à l'évolution de la dynamique en Alberta, compte tenu de l'important accroissement attendu de la production d'énergie renouvelable et de la production de base d'autres énergies à grande échelle qui se concrétisera au cours des prochaines années dans le paysage très dynamique et changeant de l'électricité de la province.

En 2023, nos équipes de croissance et d'exécution ont fait avancer les travaux de construction de nouvelles installations, dans nos trois principales régions géographiques, dans le cadre de l'un des plus importants programmes de construction jamais entrepris par la Société. Le parc éolien Garden Plain de 130 MW et la centrale solaire et la centrale de stockage par batteries de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields, qui sont entièrement visés par des contrats, ont été mis en service, générant un BAIIA supplémentaire s'établissant entre 21 et 23 millions de dollars. Les projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West, d'une capacité de 300 MW, et le projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW devraient être mis en service au premier trimestre de 2024, générant un BAIIA supplémentaire de respectivement 76 à 82 millions de dollars et 41 à 44 millions de dollars.

Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028

Le 21 novembre 2023, la Société a mis à jour ses cibles de croissance stratégiques sur cinq ans et son plan de croissance de l'électricité propre. La Société a établi six priorités stratégiques pour orienter sa démarche de 2024 à 2028. Elles sont présentées ci-dessous et comprennent les priorités en matière de croissance, d'investissement et de questions ESG.

Les objectifs de croissance de la Société comprennent l'ajout d'une nouvelle capacité de production pouvant atteindre 1,75 GW, ainsi qu'un BAIIA annuel cumulé de 350 millions de dollars découlant de la nouvelle croissance grâce à un investissement d'environ 3,5 milliards de dollars pour aménager, construire et acquérir de nouveaux actifs entre 2024 et la fin de 2028. Pour sa croissance, la Société se concentrera sur les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client, en misant sur sa filière de

développement actuelle de 5,3 GW, qu'elle prévoit étendre jusqu'à 10 GW d'ici 2028.

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 2028. 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 du financement par emprunts.

D'ici 2028, nous investirons principalement dans les énergies renouvelables et le stockage, ce qui pourrait aussi inclure la production efficace et flexible d'énergie à partir du gaz naturel et de nouvelles technologies. L'objectif à long terme en matière de décarbonation de la Société est d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045.

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

Objectifs stratégiques de 2024 à 2028

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Optimiser le portefeuille de centrales en Alberta	Poursuivre l'optimisation de notre base d'actifs existante et maximiser la valeur de notre portefeuille de centrales hydroélectriques en Alberta.	En voie de réalisation	L'acquisition de Heartland ajoutera une capacité flexible complémentaire de 1 844 MW au portefeuille de l'Alberta, y compris une cogénération visée par des contrats, une production de pointe, une capacité de transport et des possibilités de développement dans le secteur de l'hydrogène.
Exécuter le plan de croissance de l'électricité propre	Fournir jusqu'à 1,75 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3,5 milliards de dollars d'ici la fin de 2028.	En voie de réalisation	La Société travaille actuellement sur des projets de 418 MW à un stade de développement avancé en vue d'une décision d'investissement finale en 2024.
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 350 millions de dollars d'ici la fin de 2028.	En voie de réalisation	En 2024, la Société prévoit prendre des décisions d'investissement visant de nouveaux projets qui généreront un BAIIA additionnel d'au moins 80 millions de dollars.
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 10 GW d'ici la fin de 2028.	En voie de réalisation	En 2024, la Société prévoit ajouter 1 500 MW supplémentaires à sa filière de développement afin de renforcer son plan de croissance de l'électricité propre.
Expansion sélective des actifs de production flexible et de fiabilité	Développer de manière sélective notre portefeuille d'actifs de production flexibles et fiables en misant sur la production de pointe et le stockage à court et à long terme.	En voie de réalisation	La Société prévoit investir de manière sélective dans la production de pointe et les actifs de stockage par batteries afin d'optimiser son portefeuille d'actifs. L'acquisition de Heartland permettra à la Société d'ajouter à son portefeuille 387 MW de capacité de production de pointe au gaz naturel et d'optimiser ses actifs de production de pointe pour contrer l'intermittence croissante en Alberta.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à affecter à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes, les remboursements sur la dette et le rachat d'actions.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2023. La Société a augmenté le dividende annuel sur les actions ordinaires de 9 % pour le porter à 0,24 \$ par an à compter du 1 ^{er} avril 2024. En 2024, la Société a annoncé son intention de procéder au rachat d'actions ordinaires pour un montant maximal de 150 millions de dollars. L'augmentation du dividende annuel sur les actions ordinaires, ainsi que l'engagement visant le rachat d'actions, représentera pour les actionnaires un rendement s'élevant jusqu'à environ 40 % du point médian de nos prévisions de 2024 relatives aux flux de trésorerie disponibles.

Définir la prochaine génération de solutions énergétiques

Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'électricité et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2028.

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 réalisé un placement en titres de capitaux propres dans Ekona Power Inc. («Ekona»), 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'Energy Impact Partners, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. Au total, la Société a investi 12 millions de dollars américains dans ce fonds au 31 décembre 2023.

Piloter l'élaboration de politiques ESG et sur les marchés

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 travaille activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta sur le projet de règlement fédéral sur l'électricité propre, ainsi que sur les modifications du marché de l'électricité et des autorisations en matière d'énergie renouvelable qui sont en cours d'examen en Alberta. Cela comprend notre participation au groupe de travail des dirigeants de l'AESO et au Conseil consultatif canadien de l'électricité. L'apport de TransAlta consiste essentiellement à trouver des moyens de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité.

La Société continue de collaborer avec le gouvernement du Canada sur les détails de conception des crédits d'impôt à l'investissement et du financement pour les technologies propres du gouvernement du Canada, ainsi qu'à l'exploration des possibilités de financement par le gouvernement de l'Alberta.

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 ou poursuivent des occasions d'enlèvement. Les projets à un stade de développement avancé approchent de la prise de

décision d'investissement définitive et n'ont pas obtenu l'approbation finale du conseil d'administration à la date de clôture. Le tableau qui suit présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Date d'investissement cible	MW	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	2024	100	260 \$ - 280 \$	22 \$ - 26 \$
Ajout de capacité à Mount Keith	Gaz	Australie-Occidentale	2024	94	210 \$ AU - 230 \$ AU	28 \$ AU - 32 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	2024	180	160 \$ - 180 \$ ²	15 \$ - 17 \$
Pinnacle 1 et 2	Gaz	Alberta	2024	44	65 \$ - 75 \$	13 \$ - 15 \$
Total³				418	740 \$ - 813 \$	82 \$ - 94 \$

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.

2) Dépenses estimées, déduction faite du financement public et des crédits d'impôt prévus.

3) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023.

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	Date d'investis- sement prévue¹	MW
Canada				
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	2025	300
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	2025	170
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	2025	57
Stockage par batteries – Nouveau-Brunswick	Batteries	Nouveau-Brunswick	2025	10
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain²	Hydroélectricité	Alberta	2026	160
Provost	Énergie éolienne	Alberta	2026	170
Antelope Coulee	Énergie éolienne	Saskatchewan	2027+	200
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2027	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Autres possibilités au Canada	Énergie éolienne	Divers	2026+	190
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	À déterminer	300-900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta³	Divers	Alberta	À déterminer	250-500
Total			2 047 - 2 897	
États-Unis				
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	2025	152
Swan Creek	Énergie éolienne	Nebraska	2025	126
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	2025	242
Cotton Belle 1	Énergie solaire	Texas	2025	104
Cotton Belle 2	Énergie solaire	Texas	2025	81
Square Top	Énergie solaire	Oklahoma	2026	195
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	2026	185
Canadian River	Énergie éolienne	Oklahoma	2026	250
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	2026	130
Quick Draw	Énergie éolienne	Texas	2026	174
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2026	50
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	2027	225
Wild Waters	Énergie éolienne	Minnesota	2027+	40
Coolspring	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2027+	120
Autres possibilités aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	2026+	144
Réaménagement du site de la centrale de Centralia³	Divers	Washington	À déterminer	250-500
Total			2 468 - 2 718	
Australie				
Parc solaire Boodarie	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2024	50
Southern Cross Energy	Énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	À déterminer	120
Autres possibilités en Australie	Gaz, énergie solaire, transport	Australie-Occidentale	2024+	230
Total			400	
Canada, États-Unis et Australie		Total	4 915 - 6 015	

1) La date d'investissement prévue est à déterminer.

2) Représente la participation de 50 % de la Société dans Tent Mountain. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) La Société s'affaire à évaluer les possibilités de réaménagement de ces sites désaffectés.

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 ou sur le point d'être mis en service. Les projets en construction seront financés au moyen des liquidités existantes à court terme. Nous continuerons d'explorer des solutions de financement permanentes pour chacun des actifs.

Nous surveillons continuellement le calendrier et les coûts de nos projets en construction. Nos projets aux États-Unis ont connu des retards sur le calendrier et une hausse des coûts attribuables à la complexité des interconnexions de transport et de l'érection des éoliennes. La ligne de transport des projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW et du projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW est entièrement sous tension. La mise en service des projets est prévue au premier trimestre de 2024.

Total du projet (en millions)									
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ ¹	BAIIA annuel moyen ²	État
États-Unis									
White Rock	Énergie éolienne	OK	300	510 \$ US - 530 \$ US	477 \$ US	T1 2024	—	53 \$ US - 57 \$ US	- CAÉ à long terme conclus - Installation / assemblage terminé - Étapes finales de mise en service en cours
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	330 \$ US - 340 \$ US	307 \$ US	T1 2024	—	31 \$ US - 33 \$ US	- CAÉ à long terme conclus - Installation / assemblage terminé - Étapes finales de mise en service en cours
Australie									
Expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	54 \$ AU - 57 \$ AU	45 \$ AU	T1 2024	15	6 \$ AU - 7 \$ AU	- Installation / assemblage terminé - Étapes finales de mise en service en cours
Mise à niveau du réseau Mount Keith West	Transport	WA	s. o.	37 \$ AU - 40 \$ AU	12 \$ AU	T2 2025	14	6 \$ AU - 7 \$ AU	- Commandes d'équipement passées - Conception détaillée et planification de l'exécution en cours - Projet en voie d'être achevé dans les délais
Total³			500	1 228 \$ - 1 274 \$	1 360			125 \$ - 135 \$	

- 1) La durée des CAÉ liés aux projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill est confidentielle.
- 2) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2023 :

	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	348	1 134	(786)
Créances clients et autres débiteurs	807	1 589	(782)
Actifs de gestion du risque	151	709	(558)
Autres actifs courants ¹	274	282	(8)
Total des actifs courants	1 580	3 714	(2 134)
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	52	161	(109)
Immobilisations corporelles, montant net	5 714	5 556	158
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	171	129	42
Autres actifs non courants ²	1 142	1 181	(39)
Total des actifs non courants	7 079	7 027	52
Total de l'actif	8 659	10 741	(2 082)
Passif			
Dettes fournisseurs et charges à payer	797	1 346	(549)
Passifs de gestion du risque	314	1 129	(815)
Impôts sur le résultat à payer	9	73	(64)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	532	178	354
Autres passifs courants ³	90	162	(72)
Total des passifs courants	1 742	2 888	(1 146)
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 934	3 475	(541)
Passifs de gestion du risque (non courants)	274	333	(59)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	251	294	(43)
Passifs d'impôt différé	386	352	34
Autres passifs non courants ⁴	1 408	1 410	(2)
Total des passifs non courants	5 253	5 864	(611)
Total du passif	6 995	8 752	(1 757)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 537	1 110	427
Participations ne donnant pas le contrôle	127	879	(752)
Total des capitaux propres	1 664	1 989	(325)
Total du passif et des capitaux propres	8 659	10 741	(2 082)

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

2) Comprennent les placements, 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 contrats et les dividendes à verser.

4) Comprennent les titres échangeables, la provision pour frais de démantèlement et autres provisions non courantes, les passifs d'impôt différé et les passifs sur contrats.

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

Fonds de roulement

Le déficit des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'établissait à 162 millions de dollars au 31 décembre 2023 (excédent des actifs courants sur les passifs courants de 826 millions de dollars au 31 décembre 2022), principalement en raison du reclassement de la facilité à terme de 400 millions de dollars des passifs à long terme aux passifs courants au cours de la période, car elle doit être remboursée en septembre 2024, ainsi que d'une diminution des montants à recevoir et des garanties fournies dans le secteur Commercialisation de l'énergie en raison de la volatilité réduite et de la baisse des prix du marché.

Les actifs courants ont diminué de 2 134 millions de dollars, passant de 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 580 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- de la baisse des créances clients associée à des recouvrements de créances à une hausse des produits des activités ordinaires comptabilisés en décembre 2022, et d'une baisse des montants à recevoir et des garanties fournies dans le secteur Commercialisation de l'énergie en raison d'une baisse des prix du marché;
- d'une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, principalement attribuable à l'utilisation de la trésorerie pour conclure l'acquisition des actions de RNW; et
- d'une diminution des actifs de gestion du risque attribuable principalement à la baisse des prix du marché et à une hausse des règlements de contrats.

Les passifs courants ont diminué de 1 146 millions de dollars, passant de 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 742 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- d'une diminution des passifs de gestion du risque liée à la baisse des prix du marché, ainsi qu'à une hausse des règlements de contrats au cours de l'exercice.
- d'une baisse des dettes fournisseurs et charges à payer, y compris la remise des garanties reçues dans le secteur Commercialisation de l'énergie, attribuable à une baisse des prix du marché; et
- d'une baisse des impôts sur le résultat à payer, le tout contrebalancé en partie par :
- une hausse de la dette classée en tant que passif courant du fait que la facilité à terme de 400 millions de dollars vient à échéance au troisième trimestre de 2024.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 079 millions de dollars au 31 décembre 2023, en hausse de 52 millions de dollars par rapport à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022, en raison surtout :

- de la hausse des immobilisations corporelles résultant d'une hausse des ajouts d'immobilisations corporelles de 875 millions de dollars se rapportant principalement à la construction de projets de croissance et à la réfection du parc éolien Kent Hills au coût de 157 millions de dollars, y compris l'indemnité d'assurance. Cette hausse des ajouts d'immobilisations corporelles a été en partie contrebalancée par un amortissement de 585 millions de dollars; et
- d'une augmentation de l'investissement net dans les contrats de location-financement liés au parc solaire dans le nord de la région de Goldfields; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des actifs de gestion du risque découlant des variations des prix du marché sur plusieurs marchés et des règlements de contrats.

Passifs non courants

Les passifs non courants se sont établis à 5 253 millions de dollars au 31 décembre 2023, en baisse de 611 millions de dollars par rapport à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022, en raison surtout :

- d'une baisse de la dette à long terme et des obligations locatives liées aux remboursements de la dette prévus et du reclassement de la facilité à terme de 400 millions de dollars dans les passifs courants;
- d'une baisse des passifs de gestion du risque de 59 millions de dollars liée aux règlements de contrats et aux prix du marché; et
- d'une baisse des obligations au titre des prestations définies en raison de taux d'intérêt plus élevés et d'une contribution volontaire au régime de retraite visant à réduire nos obligations à ce chapitre; le tout en partie contrebalancé par :
- une hausse des passifs d'impôt différé.

Total des capitaux propres

Au 31 décembre 2023, la diminution de 325 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable :

- à la diminution nette de 809 millions de dollars découlant de l'acquisition de TransAlta Renewables;
- aux distributions de 198 millions de dollars versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle;
- au rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'un montant de 87 millions de dollars; et
- aux dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 116 millions de dollars; le tout en partie contrebalancé par :
- un résultat net de 796 millions de dollars; et
- des profits nets sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 99 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 2023, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. Morningstar DBRS 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

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	2023		2022		2021	
	\$	%	\$	%	\$	%
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang						
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	251	5	251	5	251	4
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	911	17	934	18	888	16
Facilités de crédit	397	7	428	9	—	—
Divers	—	—	1	—	4	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(345)	(6)	(1 118)	(21)	(947)	(17)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(12)	—	(20)	—	(19)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	1 202	23	476	11	177	3
Autres passifs						
Débetures échangeables	344	6	339	6	335	6
Dette sans recours						
Obligation de TAPC Holdings LP	85	1	94	2	102	2
Obligation de Pingston	39	1	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	168	3	202	4	235	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	103	2	112	2	120	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	193	3	206	4	221	4
Obligation du parc éolien Windrise	164	3	170	3	171	3
Dette sans recours de South Hedland	691	13	711	14	732	13
Obligation d'OCP	217	4	241	4	263	5
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	104	1	123	2	135	2
Obligations locatives	143	3	135	2	100	2
Total de la dette nette consolidée^{3, 4, 5}	3 453	63	2 854	55	2 636	47
Actions privilégiées échangeable ⁵	400	7	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	3 285	60	2 863	54	2 901	51
Actions privilégiées	942	17	942	18	942	17
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 690)	(49)	(2 695)	(51)	(2 261)	(40)
Participations ne donnant pas le contrôle	127	2	879	17	1 011	18
Total du capital	5 517	100	5 243	100	5 629	100

1) La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont présentés déduction faite du découvert bancaire.

2) Comprennent le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP liées aux obligations de TransAlta 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 les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

4) 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.

5) 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 amélioré les liquidités et la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2023

- La prolongation d'un an de la facilité de crédit consortiale consentie jusqu'au 30 juin 2027 et des facilités de crédit bilatérales consenties jusqu'au 30 juin 2025.
- Le refinancement de l'obligation sans recours de 45 millions de dollars de la centrale de Pingston échéant en 2023 et d'une obligation sans recours de la centrale de Pingston pour environ 39 millions de dollars, à un taux d'intérêt fixe de 6,145 % par année, payable tous les semestres et arrivant à échéance le 8 mai 2043.
- Le rachat et l'annulation de 7 537 500 actions ordinaires au prix moyen de 11,49 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 87 millions de dollars.

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 (taux

d'intérêt effectif de 5,98 %) 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.

Facilités de crédit

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

Au 31 décembre 2023		Crédit utilisé			
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Échéance
Facilités de crédit					
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta	1 950	417	—	1 533	T2 2027
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta	240	178	—	62	T2 2025
Facilité à terme de TransAlta	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	595	400	1 595	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta	400	187	—	213	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	187	—	213	

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.

Le 5 octobre 2023, à la clôture de la transaction visant TransAlta Renewables, les facilités de crédit consortiales ont été modifiées pour consolider la facilité de crédit consortiale et la facilité à vue sans engagement de TransAlta Renewables avec les facilités de crédit de TransAlta. Les emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables ont été remboursés et les lettres de crédit en cours ont été transférées dans la facilité à vue sans

engagement de TransAlta. Les facilités de crédit de TransAlta Renewables ont par la suite été résiliées.

Cette résiliation a entraîné une augmentation de 700 millions de dollars de la facilité de crédit consortiale de TransAlta, pour la porter à environ 2,0 milliards de dollars.

Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Dette sans recours et autres dettes

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd et de Windrise Wind LP, et les obligations de TransAlta OCP LP 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 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP et de TAPC Holdings LP. Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés et TAPC Holdings LP a subi l'incidence d'une hausse des taux d'intérêt en 2023. 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 2024. Au 31 décembre 2023, un montant de 79 millions de dollars (50 millions de dollars au 31 décembre 2022) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Au 31 décembre 2023, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 3 millions de dollars (3 millions de dollars australiens) des fonds détenus par TEC Hedland Pty Ltd., étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités responsables des projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

Entre 2024 et 2026, nous avons des remboursements prévus de dettes de 811 millions de dollars, y compris un montant de

400 millions de dollars de la facilité à terme venu à échéance, le solde de 411 millions de dollars étant lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Les titres échangeables de 750 millions de dollars peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux et crédits d'impôt à la production aux États-Unis

La Société possède des participations dans des parcs éoliens qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. 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. Afin de monétiser les incitatifs fiscaux, la Société s'est associée à des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des incitatifs fiscaux et de liquidités. TransAlta comptabilise la participation des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux sous forme de dette à terme, lorsque les distributions en espèces et les attributions d'incitatifs fiscaux aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux réduisent principalement le solde de la dette à long terme. Lorsque les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux atteignent un rendement du capital investi après impôt convenu, le projet arrive au «point de basculement». Avant d'atteindre le point de basculement, la quasi-totalité des attributs fiscaux, y compris les crédits d'impôt à la production obtenus et une proportion de trésorerie sont attribués aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Une fois le point de basculement atteint, la Société conserve la quasi-totalité de la trésorerie et du résultat imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation.

En 2023, les lois fiscales américaines ont été modifiées pour permettre aux entités de monétiser certains crédits d'impôt pour les énergies propres, y compris les crédits d'impôt à la production, en les transférant (en les vendant) à des contribuables tiers, en échange d'une contrepartie en espèces.

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 (\$)	Attribution des distributions en espèces aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement) non actualisée ¹ (\$)	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	1	11	99 %
Big Level et Antrim	2019	2030	126	10	46	99 %
Skookumchuck ²	2020	2030	121	10	21	99 %

1) Distributions en espèces prévues cumulatives entre le 31 décembre 2023 et le point de basculement prévu.

2) 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.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Produits d'intérêts et charges d'intérêts

Les composantes des produits d'intérêts et de la charge d'intérêts sont présentées ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Produits d'intérêts	59	24	11
Intérêt sur la dette	203	164	163
Intérêt sur les débentures échangeables	29	29	29
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	28	28	28
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(57)	(16)	(14)
Intérêts sur les obligations locatives	9	7	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	21	27	20
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	(2)	(9)
Désactualisation des provisions	48	49	32
Charge d'intérêts	281	286	256

L'augmentation des produits d'intérêts est attribuable à la hausse des soldes de trésorerie et aux taux d'intérêt favorables. La charge d'intérêts a diminué par rapport à celle de 2022, principalement en raison d'une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant de la hausse des dépenses d'investissement dans des projets de croissance.

Le tout a été en partie contrebalancé par l'augmentation des intérêts sur la dette en raison de la hausse des emprunts sur la facilité de crédit et de la hausse d'un exercice à l'autre des taux d'intérêt de la dette à taux variable.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	22 févr. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	307,1	308,6	268,1
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	10,0
Série D	1,0	1,0	1,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ¹	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation	39,0	39,0	39,0

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

Participations ne donnant pas le contrôle

Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour de plus de précisions.

Au 31 décembre 2023, la Société détenait une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») (50,01 % au 31 décembre 2022) 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. Au 31 décembre 2023, la Société détenait une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP (83 % au 31 décembre 2022), qui détient et exploite trois parcs éoliens. Tout au long de l'exercice 2022, le 31 décembre 2022 et du 1^{er} janvier 2023 au 4 octobre 2023, la Société détenait une participation de 60,1 % dans TransAlta Renewables.

Comme la Société détenait une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et Kent Hills Wind LP, nous avons consolidé la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces filiales. Les résultats, les actifs et les passifs de ces filiales et de TransAlta Renewables avant le 5 octobre 2023 ont été attribués aux autres propriétaires proportionnellement à leur participation.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué de 10 millions de dollars par rapport à celui de 2022, principalement en raison de la baisse du résultat net de TA Cogen attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découlant de la baisse de la production et des prix marchands sur le marché de l'Alberta. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables a augmenté de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de 2022.

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 2023 et 2022 :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	1 134	947	187
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	1 464	877	587
Activités d'investissement	(814)	(741)	(73)
Activités de financement	(1 432)	45	(1 477)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(4)	6	(10)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	348	1 134	(786)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	877
Augmentation de la marge brute : Baisse des coûts du gaz naturel inclus dans les coûts du combustible et des achats d'électricité, contrebalancée en partie par la baisse des produits des activités ordinaires annulée par les profits et pertes latents liés aux activités de gestion du risque et la hausse des coûts de conformité liés au carbone.	127
Hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration : Augmentation des dépenses liées aux initiatives stratégiques et de croissance; hausse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société; et hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.	(18)
Baisse de la charge d'impôt exigible : Utilisation de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital auparavant visés par des restrictions pour compenser le résultat imposable.	15
Hausse des produits d'intérêts : Hausse des soldes de trésorerie et taux d'intérêt favorables.	35
Variation favorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation : Baisse des créances clients et des garanties fournies du fait de la volatilité et des prix du marché, contrebalancée en partie par une baisse des dettes fournisseurs et des garanties reçues relativement à des instruments dérivés.	440
Divers	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	1 464

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	(741)
Baisse des ajouts aux immobilisations corporelles : En 2022, les ajouts visaient surtout la construction des projets de parcs éoliens White Rock, du parc éolien Garden Plain, du projet de parc éolien Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields. En 2023, la plupart de ces installations ont été mises en service.	43
Baisse des immobilisations incorporelles : Diminution des ajouts d'immobilisations incorporelles en cours de développement.	18
Diminution du produit de la vente d'immobilisations corporelles : En 2022, la Société a conclu la vente de deux centrales hydroélectriques et a vendu de l'équipement du secteur Transition énergétique provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et d'autres équipements.	(37)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement : Baisse des charges à payer au titre du capital.	(28)
Divers ¹	(69)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	(814)

1) Le poste Divers comprend principalement une hausse des dépenses liées aux coûts de développement de projets en 2023, une augmentation des apports aux placements en 2023, une diminution de l'indemnité d'assurance en 2023 et une baisse des règlements en 2023.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	45
Diminution du remboursement de la dette à long terme : En 2022, la Société a remboursé les billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.	457
Augmentation de l'émission de capital social : Affectation de flux de trésorerie et émission d'actions dans le cadre de l'acquisition de TransAlta Renewables.	(811)
Baisse de l'augmentation nette des emprunts aux termes de facilités de crédit : En 2022, la Société a entièrement utilisé la facilité à terme de 400 millions de dollars, qui demeure en cours.	(495)
Baisse de l'émission de dette à long terme : En 2022, la Société a émis des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.	(493)
Baisse des profits réalisés sur les instruments financiers : La Société a comptabilisé un profit sur le remboursement des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains en 2022.	(72)
Augmentation des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle : Calendrier des distributions à TA Cogen, contrebalancé en partie par une baisse des distributions à TransAlta.	(36)
Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA	(35)
Divers	8
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	(1 432)

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 35, Transactions entre parties liées, des états financiers consolidés.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et contrats de livraison ¹	55	49	50	48	57	436	695
Transport ¹	9	9	6	4	5	93	126
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	86	71	—	—	—	—	157
Ententes de service à long terme ¹	60	57	42	44	37	184	424
Contrats de location simple ^{1, 2}	3	3	2	2	2	25	37
Dettes à long terme ³	526	142	143	153	162	2 237	3 363
Titres échangeables ⁴	—	—	—	—	—	750	750
Paiements de principal sur les obligations locatives ⁵	4	4	4	4	4	123	143
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ^{1, 6}	186	167	158	151	143	711	1 516
Intérêt sur les titres échangeables ^{1, 4}	53	53	53	53	53	13	278
Croissance ^{1, 7}	47	—	—	—	—	—	47
Total	1 029	555	458	459	463	4 572	7 536

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) Les paiements en espèces pourront avoir lieu après le 31 décembre 2028 si les titres échangeables ne sont pas échangés par Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement « Brookfield »). Au gré de Brookfield, les titres échangeables peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

5) Les obligations locatives ne tiennent pas compte d'un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2024, et qui est comptabilisé dans les créances clients et autres débiteurs.

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.

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 2023, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 782 millions de dollars (1,2 milliard de dollars en 2022) et des garanties au comptant de 145 millions de dollars (304 millions de dollars en 2022).

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. La diminution du montant des lettres de crédit émises pour l'exercice 2023 est liée à une baisse du nombre de lettres de crédit sur les transactions prévoyant la livraison et les transactions de dérivés financiers dans une position de passif net.

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

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator («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 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau.

La Société est d'avis que, selon une analyse d'experts indépendants commandée par le gouvernement de l'Alberta, les activités de fracturation hydraulique ayant lieu à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – a été ajournée et reportée en avril 2025. Les autres parties à l'audience, dont la Société, ont appuyé l'ajournement.

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 : a) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue

une violation de l'accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et b) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la 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 : a) tente d'usurper la compétence de l'AER; et b) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). La durée prévue du procès est de deux semaines à compter du 26 février 2024. Les parties à l'instance, ainsi que Cenovus Energy Inc., ont demandé un ajournement lorsque la procédure 379 de l'AER a été ajournée. Le procès devrait reprendre en février 2025 si les parties ne parviennent pas à résoudre le différend avant cette date.

Garden Plain

Garden Plain I LP, une filiale en propriété exclusive de la Société, a retenu les services d'un entrepreneur indépendant pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. L'entrepreneur a connu des retards sur le calendrier, des difficultés liées à la construction et des dépassements de coûts importants, ce qui a entraîné des retards, et il a réclamé 49 millions de dollars en dommages-intérêts. La Société conteste l'intégralité de cette réclamation et introduit une demande reconventionnelle. Les parties ont entamé la procédure de règlement des différends et l'audience d'arbitrage est fixée à trois semaines à compter du 14 avril 2025.

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

Le Balancing Pool a prétendu avoir droit à 1 750 000 CRE gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé Carbon Competitiveness Incentives Regulation et au règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation. Les CRE faisant l'objet d'un différend ont une valeur comptable de néant, car ils ont été générés en interne. Le Balancing Pool a revendiqué la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE devaient être transférés au Balancing Pool. TransAlta a contesté cette réclamation. Les parties ont conclu un accord confidentiel et cette affaire est maintenant résolue.

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'Alberta Utilities Commission pour obtenir paiement, par le Balancing Pool, des coûts de démantèlement de l'unité A de 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. La demande sera entendue au cours du premier trimestre de 2024 et une décision devrait être rendue au cours du troisième trimestre de 2024.

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 et des swaps de devises 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. 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

Pour la majeure partie de nos couvertures de change, de taux d'intérêt, du prix des produits de base et de dérivés autres que de couverture, la juste valeur est 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 2023, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 147 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022). Le passif au titre des instruments de niveau III a diminué en 2023 en raison surtout des fluctuations des prix du marché et des contrats réglés au cours de l'exercice. De plus, le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité a été transféré du niveau III au niveau II puisque toutes les données d'entrée étaient observables au 31 décembre 2023. Notre profil de gestion du risque a diminué en 2023, puisque la plupart des marchés de l'énergie se sont considérablement modérés par rapport au contexte de prix extrêmes et de volatilité élevée observé pendant la majeure partie de 2022. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2022.

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.

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 2023, 2022 et 2021. 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», «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 nos principaux résultats d'exploitation. 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.
- Des ajustements sont apportés pour tenir compte des profits et pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes qui 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

- 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 autres produits d'exploitation, montant net

- 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 dépréciation d'actifs et les 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

- 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 le secteur Transition énergétique qui pourraient ne pas refléter les activités en cours, y compris certains coûts liés aux décisions prises en vue d'accélérer l'abandon du charbon en Alberta et l'abandon du charbon prévu à la centrale de Centralia. Ces ajustements figurent au poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre» dans le tableau de rapprochement.
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- 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 de coentreprises comptabilisées 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 données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont 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, pour l'exercice complet

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 2023 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	533	357	1 514	751	220	1	3 376	(21)	—	3 355
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(4)	16	(67)	(5)	23	—	(37)	—	37	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	10	—	(91)	—	(81)	—	81	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	55	—	—	—	55	—	(55)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	529	373	1 525	746	152	1	3 326	(21)	50	3 355
Coûts du combustible et des achats d'électricité	19	30	453	557	—	1	1 060	—	—	1 060
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	19	30	449	557	—	1	1 056	—	4	1 060
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	112	—	—	—	112	—	—	112
Marge brute	510	343	964	189	152	—	2 158	(21)	46	2 183
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	80	192	64	43	115	542	(3)	—	539
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	12	11	3	—	1	30	(1)	—	29
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(7)	(40)	—	—	—	(47)	—	—	(47)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	1	—	—	—	—	1	—	(1)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(6)	(40)	—	—	—	(46)	—	(1)	(47)
BAIIA ajusté²	459	257	801	122	109	(116)	1 632			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										12
Amortissement										(621)
Reprises de dépréciation d'actifs										48
Produits d'intérêts										59
Charge d'intérêts										(281)
Perte de change										(7)
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										880

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 qui suit 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 :

	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 reclassement	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
Charges au titre des 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 d'exploitation, montant net	—	(23)	(38)	—	—	—	(61)	3	—	(58)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(16)	(38)	—	—	—	(54)	3	(7)	(58)
BAIIA ajusté ²	527	311	629	86	183	(102)	1 634			
Quote-part du 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)
Produits d'intérêts										24
Charge d'intérêts										(286)
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 :

	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 reclassement	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(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(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
Charges au titre des 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 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 produits d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ²	322	262	488	133	166	(85)	1 286			
Quote-part du 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)
Produits d'intérêts										11
Charge d'intérêts										(256)
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) 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 pour l'exercice complet

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 :

	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	1 464	877	1 001
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(124)	316	(174)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	1 340	1 193	827
Ajustements :			
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	8	8	13
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	55	46	41
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	11	42	79
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(81)	37	23
Divers ³	18	20	11
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	1 351	1 346	994
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(174)	(142)	(199)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(3)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(51)	(43)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(223)	(187)	(159)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(10)	(9)	(8)
Flux de trésorerie disponibles⁴	890	961	585
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	276	271	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	4,89	4,97	3,67
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	3,22	3,55	2,16

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

2) Pour l'exercice 2023, comprennent les montants liés aux contrats déficitaires comptabilisés en 2021 et une cotisation volontaire au régime de retraite à prestations définies des États-Unis pour la centrale thermique de Centralia. Au cours 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 d'énergie plus propres, la Société a versé une cotisation spéciale volontaire de 35 millions de dollars au régime de retraite de la mine Highvale. Pour l'exercice 2022, comprennent également des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021. Pour l'exercice 2021, comprennent 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 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 :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
BAIIA ajusté ^{1, 4}	1 632	1 634	1 286
Provisions	(1)	25	(43)
Charge d'intérêts nette ²	(164)	(200)	(200)
Charge d'impôt exigible	(50)	(65)	(56)
Perte de change réalisée	(4)	—	(2)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(37)	(35)	(18)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(25)	(13)	27
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	1 351	1 346	994
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(174)	(142)	(199)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(3)	(4)	(4)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(51)	(43)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(223)	(187)	(159)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(10)	(9)	(8)
Flux de trésorerie disponibles⁴	890	961	585

- 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) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.
- 3) 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.
- 4) 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, pour le quatrième trimestre

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	77	94	246	175	39	—	631	(7)	—	624
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(2)	20	53	7	(19)	—	59	—	(59)	—
Profit de change réalisé sur les positions de change dénouées	—	—	23	—	4	—	27	—	(27)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	15	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	2	—	(2)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	75	114	340	182	24	—	735	(7)	(104)	624
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	8	127	138	—	—	278	—	—	278
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	8	126	138	—	—	277	—	1	278
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	27	—	—	—	27	—	—	27
Marge brute	70	106	187	44	24	—	431	(7)	(105)	319
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	25	56	18	10	29	151	(1)	—	150
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	—	—	—	1	3	—	—	3
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	—	(13)
Reclassements et ajustements										
Recouvrement d'assurance	—	1	—	—	—	—	1	—	(1)	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	(2)	(10)	—	—	—	(12)	—	(1)	(13)
BAIIA ajusté²	56	82	141	26	14	(30)	289			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										3
Produits tirés des contrats de location-financement										2
Amortissement										(132)
Reprises de dépréciation d'actifs										(26)
Produits d'intérêts										12
Charge d'intérêts										(66)
Perte de change										(7)
Résultat avant impôts sur le résultat										(35)

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 la période de trois mois close le 31 décembre 2022 :

	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 reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	159	98	276	281	44	—	858	(4)	—	854
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	23	238	(7)	12	—	267	—	(267)	—
Profit de change réalisé 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
Charges au titre des 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 d'exploitation, montant net	—	(5)	(8)	—	—	—	(13)	3	—	(10)
BAIIA ajusté ²	133	92	264	19	63	(30)	541			
Quote-part du 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)
Produits d'intérêts										10
Charge d'intérêts										(77)
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.

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 le quatrième trimestre

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 :

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	310	351
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(135)	64
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	175	415
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	(2)	1
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	12
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	4	7
Profit réalisé sur les positions de change dénouées	27	21
Divers ³	10	3
Fonds provenant des activités d'exploitation³	229	459
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(74)	(67)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(61)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(3)
Flux de trésorerie disponibles⁴	121	315
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	308	269
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	0,74	1,71
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,39	1,17

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

2) Comprennent les montants liés aux contrats déficitaires comptabilisés en 2021 et une cotisation volontaire au régime de retraite à prestations définies des États-Unis pour la centrale thermique de Centralia.

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 présente un rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2023 et 2022 :

Trois mois clos les 31 décembre	2023	2022
BAIIA ajusté ^{1, 4}	289	541
Provisions	(1)	20
Charge d'intérêts nette ²	(41)	(49)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	5	(29)
Profit (perte) de change réalisé(e)	9	(18)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(15)	(12)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(17)	6
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	229	459
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(74)	(67)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(61)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(3)
Flux de trésorerie disponibles⁴	121	315

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) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.

3) 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.

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

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.

Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 466	3 653	3 267
Débiteures échangeables	344	339	335
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(345)	(1 118)	(947)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671	671
Divers ⁴	(12)	(20)	(19)
Dette nette ajustée⁵	4 124	3 525	3 307
BAIIA ajusté⁶	1 632	1 634	1 286
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	2,5	2,2	2,6

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 en tant que dette, y compris celles-ci.

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars pour 2023, 2022 et 2021) 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 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 4,0 fois. Notre ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté au 31 décembre 2023 était plus élevé que celui au

31 décembre 2022, en raison de la hausse de la dette nette ajustée découlant d'une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie attribuable à l'acquisition de TransAlta Renewables, en partie contrebalancée par les remboursements de la dette prévus et d'un encours moins élevé sur la facilité de crédit à la fin de 2023.

Perspectives pour 2024

Pour 2024, la Société s'attend à ce que le BAIIA ajusté se situe dans une fourchette de 1,15 milliard de dollars à 1,3 milliard de dollars et les flux de trésorerie disponibles, dans une fourchette de 450 millions de dollars à 600 millions de dollars compte tenu de ce qui suit :

- Un apport plus élevé du portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne et solaire en raison de l'incidence pendant un exercice complet de l'ajout de nouveaux actifs au parc éolien Garden Plain et au parc solaire dans le nord

de la région de Goldfields, ainsi que de la remise en service complète du parc éolien Kent Hills au premier trimestre de 2024;

- Un apport provenant de l'expansion du réseau de transport de Mount Keith;
- Un apport provenant de la mise en service des projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill qui est prévue au premier trimestre de 2024;

- Un apport provenant de l'acquisition de Heartland Generation dont la clôture est prévue en 2024;
- Un apport moins élevé du portefeuille existant d'actifs marchands hydroélectriques, éoliens et alimentés au gaz en Alberta qui devrait continuer de diminuer en raison de la baisse des prix moyens de l'électricité prévue en Alberta attribuable à l'augmentation de l'offre de base de gaz et d'énergies renouvelables prévue en 2024;
- Une charge d'impôt exigible plus élevée prévue en 2024, à moins que la croissance ne puisse aider à compenser en partie les effets de l'horizon fiscal de la Société;
- Une charge d'intérêts nette plus élevée en 2024 en raison de la baisse des produits d'intérêt générés sur les dépôts en espèces moins élevés et de la diminution des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les projets de croissance.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2024 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 2024	Cible mise à jour pour 2023	Résultats réels de 2023
BAILA ajusté ^{1, 2}	De 1 150 millions de dollars à 1 300 millions de dollars	De 1 700 millions de dollars à 1 800 millions de dollars	1 632 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 450 millions de dollars à 600 millions de dollars	De 850 millions de dollars à 950 millions de dollars	890 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles par action	De 1,47 \$ à 1,96 \$	De 2,77 \$ à 3,10 \$	3,22 \$
Dividende	0,24 \$ par action sur une base annualisée	0,22 \$ par action sur une base annualisée	0,22 \$ 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.

2) Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2023 relatives au BAILA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus au premier semestre de l'exercice et de nos attentes pour le reste de l'exercice.

Les perspectives de la Société pour 2024 pourraient être touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2024

Marché	Hypothèses pour 2024	Cible mise à jour pour 2023	Résultats réels de 2023
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 75 \$ à 95 \$	De 150 \$ à 170 \$	134 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 85 \$ US à 95 \$ US	De 90 \$ US à 110 \$ US	76 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	De 2,50 \$ à 3,00 \$	2,50 \$	2,54 \$

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 5 millions de dollars sur le BAILA ajusté pour 2024.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2024

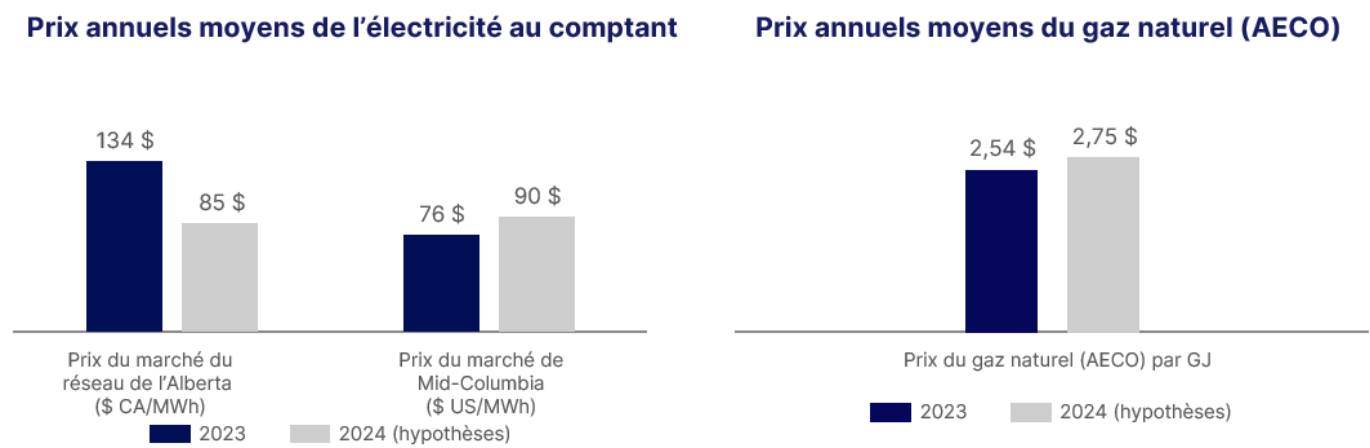
	Attentes pour 2024
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars
Dépenses d'investissement de maintien	De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars
Impôts au comptant du secteur Siège social	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars
Intérêts au comptant	De 240 millions de dollars à 260 millions de dollars

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	2024
Production visée par des couvertures (GWh)	8 152
Prix couvert (\$/MWh)	85 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	62 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,76 \$

Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les prix de 2024 qui se fondent sur diverses hypothèses et qui pourraient changer.



En 2024, les prix de l'électricité au comptant en Alberta devraient diminuer par rapport à ceux de 2023 en raison de la normalisation prévue des conditions météorologiques et des ajouts attendus de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire. Les prix de l'électricité au comptant dans le Nord-Ouest Pacifique devraient augmenter en 2024, mais ils dépendront des conditions hydrologiques réelles pour la région au cours de l'exercice.

Les prix du gaz naturel de l'AECO devraient être comparables à ceux de 2023.

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 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 est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont principalement liées à notre portefeuille d'actifs alimentés au gaz et, de façon opportune, attribuées à notre portefeuille de centrales hydroélectriques plutôt qu'à une seule centrale.

Dépenses d'investissement de maintien

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

	Dépenses engagées en 2023	Dépenses prévues en 2024
Total des dépenses d'investissement de maintien (en millions)	174	De 130 à 150

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 130 millions de dollars à 150 millions de dollars. Le point médian de la fourchette représente une diminution de 10 % par rapport au point médian des perspectives de 2023 dont la fourchette des dépenses d'investissement de maintien se situait entre 140 millions de dollars et 170 millions de dollars, et une diminution de 20 % par rapport aux dépenses d'investissement de maintien de 2023. Cette diminution s'explique par la baisse des dépenses d'investissement de maintien liées à des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les actifs alimentés au gaz et la baisse des coûts associés au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Au 31 décembre 2023, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,7 milliard de dollars, dont 345 millions de dollars en trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, ce qui dépasse considérablement les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

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.

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.-à-d. des activités de détail) comprennent les paiements d'énergie, au cours du marché, pour chaque MWh produit et 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 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 2023 a une incidence positive estimée totale de 92 millions de dollars (193 millions de dollars en 2022) et une incidence négative estimée totale de 116 millions de dollars (287 millions de dollars en 2022) sur la valeur comptable des instruments financiers. 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 (25 millions de dollars

en 2022) sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2023 (néant au 31 décembre 2022). 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 sortie, 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 sortie 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 49 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 2023.

Les imputations pour dépréciation d'immobilisations corporelles 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.

Dépréciation d'actifs

Hydroélectricité

Au cours de l'exercice 2023, des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de deux centrales hydroélectriques dépassait la valeur comptable en raison de la prolongation d'un contrat et des

modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité. Par suite du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation de 10 millions de dollars a été comptabilisée.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours de l'exercice 2023, la Société a comptabilisé une reprise de dépréciation nette de 4 millions de dollars en raison de modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité pour deux centrales éoliennes, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité.

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 de l'exercice 2023, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie. En 2023, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie calculée en 2022 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2023. La valeur recouvrable est établie d'après les prévisions à long terme de la Société pour les périodes 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 2023, 2022 et 2021.

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 2023, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une diminution de 92 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé en 2023.

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 augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 155 millions de dollars au 31 décembre 2023, contre 150 millions de dollars au 31 décembre 2022. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 40 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.

Au cours de l'exercice 2023, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 89 millions de dollars en raison des révisions des flux de trésorerie estimés et du calendrier des flux de trésorerie pour certains actifs des secteurs Gaz et Transition énergétique. Le calendrier des flux de trésorerie a été ajusté pour optimiser et maximiser l'efficacité en échelonnant les travaux de remise en état nécessaires. Les actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles ont été diminués de 34 millions de dollars, et un montant de 55 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre de reprises de dépréciation liées aux actifs mis hors service.

En 2023, les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une augmentation de 52 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence à long terme du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué par rapport à ceux de 2022, s'établissant dans une fourchette de 6,0 % à 9,0 % au 31 décembre 2023. Cette augmentation de la provision a donné lieu à une augmentation de 31 millions de dollars des actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 21 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

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 de l'IAS 12 : Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

Le 7 mai 2021, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*, qui modifie l'IAS 12, *Impôts sur le résultat*. 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 sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et ont été adoptées par la Société à cette date. Les méthodes comptables de la Société sont conformes aux modifications et aucune incidence financière n'a découlé de leur application.

Modifications de l'IAS 12 : Réforme fiscale internationale – Modèle de règles du Pilier 2

L'Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE ») a publié le modèle de règles du Pilier 2 en décembre 2021 pour faire en sorte que les grandes sociétés multinationales soient assujetties à un taux d'imposition minimal de 15 %. En mai 2023, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, *Impôts sur le résultat*, octroyant aux sociétés un allègement immédiat temporaire concernant la comptabilisation de l'impôt différé prévue par la réforme fiscale internationale proposée par l'OCDE. Les modifications précisent que l'IAS 12 s'applique aux impôts sur le résultat qui découlent d'une loi fiscale adoptée ou quasi adoptée dans le but de mettre en œuvre le modèle de règles du Pilier 2 publié par l'OCDE. Les règles du Pilier 2 ne sont considérées comme adoptées ou comme quasi adoptées dans aucun des territoires dans lesquels la Société exerce ses activités, et ne sont donc pas reflétées dans nos provisions d'impôt au 31 décembre 2023.

Modifications comptables futures

Modifications à l'IAS 1 ayant trait aux passifs non courants avec clauses restrictives et au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives* qui modifie l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, 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 janvier 2020, l'IASB a publié *Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants*, qui modifie l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, concernant le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants précisant 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.

De plus, l'IASB a précisé que la probabilité que l'entité exerce son droit de différer le règlement n'a pas d'incidence sur le classement d'un passif. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et doivent être appliquées rétrospectivement. Le 1^{er} janvier 2024, la Société reclassera les titres échangeables de passifs non courants aux passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1^{er} janvier 2025, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et le porteur ne peut exiger de remboursement. Cette méthode comptable est conforme à la modification.

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 gérance 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 du conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (International Sustainability Standards Board) de l'International Financial Reporting Standards («IFRS») Foundation, de l'International Integrated Reporting Framework et de la Global Reporting Initiative («GRI») 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 le projet de règles relatives aux informations à fournir en lien avec les changements climatiques des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et du gouvernement australien.

Depuis 2007, les données importantes sur le développement durable à présenter de TransAlta ont obtenu un niveau d'assurance limitée de la part de tiers fournisseurs indépendants. Les données liées aux changements climatiques à présenter sont fondées sur l'IFRS S2, *Informations à fournir en lien avec les changements climatiques*, mise en œuvre en 2023, conformément aux recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»). En 2024, TransAlta continuera de mettre l'accent sur le respect des exigences de l'IFRS S2. Par conséquent, nous ne prévoyons plus répondre aux questionnaires sur les changements climatiques du CDP (le réseau mondial d'information sur les conséquences environnementales, anciennement appelé Carbon Disclosure Project). Nous continuerons de surveiller ses futures lignes directrices afin de favoriser l'amélioration continue de notre communication volontaire d'informations sur les changements climatiques.

En 2023, 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 revu et mis à jour notre plan de transition climatique et nos 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 sont demeurées inchangées en 2023 et 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 la Société 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 outre, nous avons examiné les sujets traités par le SASB, le GIFCC, les normes IFRS et le groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures) 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 et 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 dans le but d'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.

Selon vous, quel rôle la production de gaz naturel peut-elle jouer dans une transition énergétique réussie?

«Nous croyons que trois facteurs doivent être équilibrés pour assurer une transition énergétique réussie : la fiabilité, la décarbonation et l'abordabilité. Nous continuons de croire que la production alimentée au gaz facilitera la transition énergétique en assurant la fiabilité du réseau électrique. À l'heure actuelle, notre portefeuille de centrales alimentées au gaz, qui sera renforcé à la clôture de l'acquisition de Heartland Generation, comprend la production de pointe et la production de base, qui sous-tendent les besoins de fiabilité du réseau, ainsi que les centrales de cogénération, qui desservent les clients essentiels aux secteurs industriels de nos trois marchés principaux. Nous travaillons également en étroite collaboration avec nos clients industriels pour soutenir leurs objectifs de décarbonation. Par exemple, nous avons récemment mis en service le projet d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields en Australie-Occidentale pour BHP Nickel West, qui devrait réduire les émissions de GES de portée 2 de BHP.»

Après la clôture de l'acquisition de Heartland Generation, TransAlta sera-t-elle en mesure d'atteindre son objectif de décarbonation pour 2026?

«Notre engagement en faveur de la décarbonation demeure le même. L'objectif de TransAlta de réduire de 75 % les émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 est estimé

conforme à l'objectif de l'Accord de Paris consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et est fondé sur nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 2015 de 32,2 millions de tonnes d'éq. CO₂. L'acquisition du portefeuille de Heartland Generation est conforme à notre engagement en faveur de la décarbonation. Nous recalculerons notre niveau de référence des émissions de 2015 afin d'inclure les émissions de Heartland Generation et prévoyons que cette transaction nous permettra de continuer de réduire nos émissions à court terme et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045.

Nous demeurons engagés 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».

Pour de plus amples renseignements, se reporter à «Changements climatiques : mesures et cibles» sous la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.

TransAlta a adopté une cible visant la carboneutralité d'ici 2045. De quelle façon la Société y arrivera-t-elle?

«Notre cible de carboneutralité témoigne de notre stratégie de croissance. Nous utilisons les flux de trésorerie provenant des anciens actifs de production d'énergie thermique pour financer notre transition vers un portefeuille d'actifs de production axé sur les énergies renouvelables et le stockage en créant des solutions d'électricité pour nos clients industriels et commerciaux. En 2023, nous avons révisé notre plan de croissance de l'électricité propre qui vise à faire croître le portefeuille d'actifs de production de la Société de 1,75 GW supplémentaire – avec des dépenses d'investissement d'environ 3,5 milliards de dollars – et à augmenter notre filière de projets de développement à 10 GW, chacun devant être réalisé d'ici 2028. D'ici 2028, nos investissements seront axés sur les actifs d'énergie renouvelable et de stockage, la production réactive et flexible pour assurer la fiabilité, et la proposition de nouvelles solutions technologiques.»

Performance en matière de développement durable de 2023

En 2023, la performance de TransAlta en matière de sécurité a été une réussite marquante dans ses mesures de la performance sociale. Le taux de fréquence totale des rapports de sécurité et le taux de fréquence totale des accidents enregistrables ont dépassé nos cibles de performance.

La performance par rapport à nos cibles de développement durable de 2023 est décrite ci-dessous. L'année cible s'entend du 31 décembre de l'exercice considéré.

Objectifs ESG : Questions environnementales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
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 ¹	<i>En voie de réalisation</i>	Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 21,3 MT d'éq. CO ₂ ou 66 %.
	D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta ²	<i>En voie de réalisation</i>	
	D'ici 2024, suivi et présentation de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta ³	<i>En voie de réalisation</i>	Nous avons effectué une évaluation préalable de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta afin de nous préparer à la mission d'assurance limitée en 2024.
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	<i>Atteint</i>	En 2023, le total de nos émissions atmosphériques est demeuré similaire aux niveaux de 2022. Nous avons atteint cette cible en 2022 grâce à la réduction de nos émissions de SO ₂ de 98 % et de nos émissions de NO _x de 83 % par rapport aux niveaux de 2005.
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington	<i>En voie de réalisation</i>	Les travaux de remise en état à Centralia sont en cours et 40 % des terres de la mine de charbon ont été remises en état.
	D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	<i>En voie de réalisation</i>	Notre mine de charbon de Highvale, en Alberta, a été fermée en 2021. Les travaux de remise en état sont en cours et 22 % des terres de la mine de charbon ont été remises en état.
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	<i>Atteint en 2022</i>	La consommation d'eau a augmenté pour atteindre 30 millions m ³ en 2023, principalement en raison de la hausse de la production par rapport à l'exercice précédent. Nous avons atteint cette cible en 2022 grâce à la réduction de notre consommation d'eau d'environ 20 millions m ³ , ou de 43 %, à l'échelle des centrales, par rapport aux niveaux de 2015.

Protection de la nature et de la biodiversité	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	<i>En voie de réalisation</i>	L'évaluation des risques et possibilités liés à la nature est en cours.
	Aucun incident lié à la biodiversité ⁴	<i>Atteint</i>	Nous n'avons recensé aucun incident lié à la biodiversité.

- 1) TransAlta ne prévoit pas utiliser ses crédits carbone pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2026.
- 2) La Société peut choisir de neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production de ses centrales au gaz en recourant à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature pour atteindre sa cible visant la carboneutralité d'ici 2045. Pour de plus amples renseignements, se reporter au plan de transition climatique à la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.
- 3) Pour calculer les émissions de GES de portée 3 de TransAlta, nous nous appuyons sur les données de tiers qui sont accessibles uniquement après le premier trimestre de chaque exercice. Par conséquent, cette cible se rapporte à la présentation en 2025 de l'information sur les émissions de GES de portée 3 de 2023, à la suite de la vérification des données par des tiers fournisseurs indépendants en 2024.
- 4) Il s'agit d'incidents liés à la biodiversité qui ont affecté des habitats et des espèces figurant sur la liste rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature et qui sont classés comme quasi menacés, vulnérables, menacés d'extinction ou gravement menacés d'extinction.

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 0,32	<i>Atteint</i>	Nous avons obtenu un taux de fréquence totale des accidents enregistrables de 0,30 comparativement à 0,39 en 2022. 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.
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	<i>En voie de réalisation</i>	En moyenne, 78 % de nos dépenses en 2022 et en 2023 ont été faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable ou s'étant engagés à soutenir le développement durable.
Soutien pour des communautés autochtones prospères	Accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi	<i>Atteint</i>	Le soutien a représenté une valeur totale de 453 000 \$, ou 14 % du total des investissements de TransAlta dans les collectivités.
	Formation de sensibilisation à la culture autochtone offerte à tous les employés de TransAlta d'ici la fin de 2023	<i>Atteint</i>	Nous avons offert à tous les employés canadiens, australiens et américains une formation sur la sensibilisation aux questions autochtones.

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	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2023, les femmes représentaient 46 % de la composition du conseil comparativement à 36 % en 2022 ¹ .
	Représentation féminine d'au moins 40 % parmi tous les employés de la Société d'ici 2030	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2023, les femmes représentaient 27 % de l'ensemble de nos employés, soit une augmentation par rapport à 26 % en 2022.
	Maintien de l'équité salariale pour les femmes qui occupent des rôles équivalents à ceux des hommes	<i>Atteint</i>	Notre ratio d'équité salariale entre les hommes et les femmes s'est élevé à 97 %. Nous nous efforçons de maintenir ce ratio à un écart de plus ou moins 3 %.
Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière	Maintien de notre position de leader en matière de présentation annuelle de l'information intégrée sur les questions ESG grâce à un meilleur alignement sur les principaux cadres de présentation d'informations sur le développement durable	<i>Atteint</i>	MSCI a rehaussé la note au regard des questions ESG de TransAlta, la faisant passer de «A» à «AA». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs. Nous avons également reçu le prix du meilleur rapport ESG (sociétés à moyenne capitalisation) décerné par <i>IR Magazine Canada</i> . En 2023, TransAlta a présenté certaines des informations les plus exhaustives parmi celles des sociétés de services publics ayant fait l'objet de la première évaluation de l'Indice de référence net zéro d'Engagement climatique Canada, qui permet d'évaluer les progrès réalisés par les sociétés émettrices pour s'aligner sur les objectifs de l'Accord de Paris.

1) La composition du conseil comprend tous les administrateurs indépendants et non indépendants.

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

Objectif de développement durable	Cible de développement durable	Résultats	Commentaires
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	<i>En voie de réalisation</i>	Au 31 décembre 2020, nous avons mis hors service une unité de 670 MW de la centrale de Centralia. 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 restante aux États-Unis devrait être mise hors service le 31 décembre 2025.
Solutions d'électricité propre pour les clients	Mise en valeur de nouveaux projets d'énergie renouvelable qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients pour favoriser une meilleure abordabilité de l'électricité à long terme et la réduction des émissions de carbone	<i>En voie de réalisation</i>	Depuis 2021, nous avons ajouté plus de 800 MW de nouvelle capacité provenant d'énergies renouvelables comme le projet de parc éolien Windrise (206 MW), le projet Garden Plain (130 MW), le projet dans le nord de la région de Goldfields (48 MW), le projet White Rock (300 MW) et le projet Horizon Hill (200 MW). Nous avons également fait l'acquisition de TransAlta Renewables (1,2 GW) en 2023 et des parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW) en 2021. En 2023, notre plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour conformément à nos priorités. D'ici 2028, le plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergies renouvelables de 1,75 GW et de faire passer son portefeuille de croissance à 10 GW.

Cibles de développement durable pour 2024 et au-delà

Nos cibles de développement durable pour 2024 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.

Nos cibles de développement durable pour 2024 et au-delà reflètent la modification progressive des cibles de développement durable établies en 2023. Plus

particulièrement, TransAlta a mis à jour deux cibles de développement durable dans les domaines de la sécurité et de la sensibilisation à la culture autochtone, tout en maintenant ses cibles liées aux changements climatiques visant à atteindre la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta d'ici 2045 et à réduire de 75 % ses émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à celles de l'année de référence 2015. Cette cible vise l'ensemble des actifs d'exploitation de TransAlta et est estimée conforme au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, un des objectifs de l'Accord de Paris.

En 2024, nous continuerons d'examiner la possibilité d'établir de nouvelles cibles environnementales relatives aux émissions de GES, 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. L'année cible s'entend du 31 décembre de l'exercice en question.

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
Réduction des émissions de GES	D'ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à celles de l'année de référence 2015¹ D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta² D'ici 2024, suivi et déclaration de 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta³	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.»
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.»
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 D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta	Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.» Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.»
Gestion responsable de l'eau	D'ici 2026, réduction de 20 millions m 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.»
Protection de la nature et de la biodiversité	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 Aucun incident lié à la biodiversité⁴	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.»

1) TransAlta ne prévoit pas utiliser ses crédits carbone pour atteindre son objectif de réduction des émissions de GES d'ici 2026.

2) La Société peut choisir de neutraliser les émissions résiduelles découlant de la production de ses centrales au gaz en recourant à d'autres combustibles, à de nouvelles technologies ou à des solutions fondées sur la nature pour atteindre sa cible visant la carboneutralité d'ici 2045. Pour de plus amples renseignements, se reporter au plan de transition climatique à la rubrique «Décarbonation de notre combinaison énergétique» du présent rapport de gestion.

3) Pour calculer les émissions de GES de portée 3 de TransAlta, nous nous appuyons sur les données de tiers qui sont accessibles uniquement après le premier trimestre de chaque exercice. Par conséquent, cette cible se rapporte à la présentation en 2025 de l'information sur les émissions de GES de portée 3 de 2023, à la suite de la vérification des données par des tiers fournisseurs indépendants en 2024.

4) Il s'agit d'incidents liés à la biodiversité qui ont affecté des habitats et des espèces figurant sur la liste rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature et qui sont classés comme quasi menacés, vulnérables, menacés d'extinction ou gravement menacés d'extinction.

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, la cible étant de 0,00	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 au moment de l'intégration de tous les nouveaux employés de TransAlta	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.»

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 cheminement à l'égard de l'énergie renouvelable est né il y a 112 ans avec la construction de nos premiers actifs hydroélectriques en Alberta, qui sont toujours en service aujourd'hui. En 1993, nous avons commencé à exploiter notre premier parc éolien, soit le premier parc éolien commercial au Canada, en 2014, nous avons fait l'acquisition de notre première centrale solaire et, en 2020, nous avons construit notre première centrale de stockage par batteries. À l'heure actuelle, nous exploitons plus de 57 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. En 2023, nous avons adopté les lignes directrices de l'IFRS S2, qui sont fondées sur les recommandations du GIFCC et les mesures sectorielles liées aux changements climatiques découlant des normes du SASB. L'IFRS S2 et le GIFCC permettent 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, de stockage par batteries et de transition énergétique [charbon]), 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 renouvelable pour soutenir les objectifs de développement durable de nos clients. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2023, 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 et évaluons le rôle que peut jouer le gaz naturel pour assurer une fiabilité et une flexibilité accrues.

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 II 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. Ce projet bénéficie d'un cofinancement d'Emissions Reduction Alberta. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP Nickel West de l'électricité solaire au moyen d'un système de stockage d'énergie par batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire hybride dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La centrale solaire et la centrale de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields ont été mises en service en 2023 et devraient réduire de 12 % les émissions de GES de portée 2 de BHP dans les activités d'exploitation de Nickel West. En 2022, TransAlta a conclu un contrat pour l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith. L'expansion est en cours et devrait être achevée au premier trimestre de 2024. En 2023, la filière aux premiers stades de développement de TransAlta comprenait plus de 1 GW provenant de quatre projets de stockage d'énergie au Canada.

Pour faciliter notre propre cheminement en vue de renforcer notre 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 celles de l'année de référence 2015. Cette cible vise l'ensemble des actifs d'exploitation de TransAlta et est estimée conforme au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à

1,5 °C, un des objectifs de l'Accord de Paris. De plus, nous avons adopté une cible à long terme liée aux changements climatiques visant à atteindre 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 2021, nous nous sommes fixé des objectifs clairs dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre. Depuis 2021, la Société a ajouté 800 MW de nouvelle capacité et a fait l'acquisition de TransAlta Renewables (1,2 GW) et des parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW). En 2023, notre plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour conformément à nos priorités. D'ici 2028, le plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergies renouvelables de 1,75 GW et de faire passer son portefeuille de croissance à 10 GW. 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 à l'IFRS S2 et aux recommandations du GIFCC. En 2023, TransAlta a revu et mis à jour son plan de transition climatique, 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 2024 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 (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Hydroélectricité	Nous sommes devenus le plus grand producteur d'hydro-électricité en Alberta. (C)	Faire progresser l'avancement des projets éoliens et solaires aux premiers stades de développement d'une capacité de 1 500 MW dans tous les territoires (C)	Fournir une capacité d'électricité propre supplémentaire de 1,75 GW d'ici 2028 (C)
Énergie éolienne et énergie solaire	De 2000 à 2023, nous avons augmenté notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 2 000 MW. (C)	Achever le développement et commencer la construction du projet de parc éolien de 100 MW au Canada (C)	Déployer un capital de croissance d'environ 3,5 milliards de dollars d'ici 2028 (C) Faire passer notre portefeuille de croissance à 10 GW d'ici 2028 en mettant l'accent sur les énergies renouvelables et les solutions de stockage (C)
Stockage par batteries	La Société a exploité sa première centrale de stockage par batteries en 2020. (C) En 2023, la Société a achevé la construction d'un projet d'énergie solaire avec un système de stockage d'énergie par batteries de 48 MW en Australie. (C)	Achever le développement et commencer la construction des centrales 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'énergie renouvelable, 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 (suite)

	Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Technologies et solutions émergentes en matière de réduction des émissions	Nous avons commencé à explorer de nouvelles technologies, telles que le stockage, l'hydrogène et le captage du carbone. (P) En 2023, nous avons continué de soutenir 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) En 2023, la Société a conclu un partenariat avec des entreprises chefs de file à l'échelle mondiale afin de cibler des technologies révolutionnaires au premier stade de développement grâce à un investissement de 25 millions de dollars américains dans un fonds à l'appui d'une décarbonation profonde. (P) En 2023, la Société a lancé un projet pilote de mise à l'essai des véhicules électriques dans ses activités hydroélectriques. (C)	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) Évaluer de nouvelles façons de soutenir nos clients grâce à des technologies de décarbonation autres que l'électrification (P) Déceler les possibilités d'établir des partenariats et de tester et déployer de nouvelles technologies de production carboneutres. (P) Évaluer et déployer des technologies d'absorption des GES, s'il y a lieu (C) Évaluer l'électrification de notre parc de véhicules (C)	Déployer de nouvelles technologies et solutions de production carboneutres, s'il y a lieu (C) Choisir des matériaux, des produits et des procédés qui produisent moins d'émissions de GES, principalement grâce à des économies d'énergie (C) Évaluer l'électrification de notre parc de véhicules (C)
Transition énergétique (charbon)	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)	Poursuivre les travaux de remise en état de nos mines de charbon (C) Contribuer à l'économie circulaire grâce à la réutilisation des déchets miniers ou à la vente de sous-produits miniers (C)	Abandonner la production alimentée au charbon d'ici 2026 (C) Achever la remise en état complète dans l'État de Washington d'ici 2040 et en Alberta d'ici 2046 (C)

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 (suite)

	Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	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)	Établir des critères ESG applicables à la chaîne d'approvisionnement (C) Comprendre le profil des fournisseurs directs en matière d'émissions de GES et leurs cibles de réduction (C) Intégrer une capacité de présentation d'informations sur les questions ESG dans le système d'approvisionnement de l'entreprise (C)	Collaborer avec les fournisseurs afin d'évaluer les possibilités d'améliorer leurs cibles de réduction des émissions de GES (I) Établir des lignes directrices relatives à la participation des fournisseurs à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES (C)
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)	Mettre à jour la méthode de présentation des informations sur les émissions de GES de portée 3 (C) Surveiller et présenter 80 % de nos émissions totales de portée 3 (C)	Tenir compte des cibles de réduction des émissions de GES de portée 3 (C)
Finance durable	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) 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) 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) Nous avons intégré la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction. (C)	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) Intégrer la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction (C)	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) Intégrer la performance ESG dans la rémunération des employés et des membres de la direction (C)

Exercer des activités d'exploitation carboneutres d'ici 2045 (suite)

Mesures passées	Mesures à court terme (2024-2025)	Mesures à moyen ou long terme (à compter de 2026)
Transition inclusive Nous avons élaboré une stratégie d'équité, de diversité et d'inclusion sur cinq ans. (C) 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. (C) Nous avons établi des cibles en matière d'engagement des employés et d'équité, de diversité et d'inclusion dans le cadre de la rémunération liée aux questions ESG. (C) En 2023, nous avons mis sur pied deux groupes de ressources pour les employés. (C) En 2023, nous avons offert à tous les employés une formation de sensibilisation à la culture autochtone. (C) 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) 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)	Augmenter le nombre de groupes de ressources offerts aux employés (C) Apporter des changements structurels aux environnements de travail afin de les rendre inclusifs (C) 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) Poursuivre l'investissement d'un montant pouvant aller jusqu'à 55 millions de dollars américains d'ici 2025 pour soutenir la transition énergétique dans les collectivités de l'État de Washington (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) 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) Promouvoir la diversité des fournisseurs dans le cadre de nos activités (C)	Améliorer le recrutement et le maintien en poste des femmes afin d'atteindre les cibles de représentation féminine au sein de l'effectif (C) Maintenir des pratiques de planification de la relève afin d'augmenter la représentation féminine au sein de la haute direction (C) 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) Accroître les occasions de faire appel à des fournisseurs qui répondent aux critères de diversité dans nos processus d'approvisionnement (C) Continuer de renforcer nos relations avec les Autochtones en mettant l'accent sur les occasions de partenariat avec les collectivités locales (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)

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 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'évaluation des stratégies, des politiques et des pratiques en matière de changements climatiques à l'échelle de la Société et la surveillance de leur mise en œuvre. 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 tient compte

des risques et des possibilités liés aux changements climatiques en ce qui concerne nos 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 2023, 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, de l'élaboration de politiques ESG 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 2023, trois des treize membres du conseil ont déterminé que l'environnement et les changements climatiques faisaient partie de leurs quatre principales compétences pertinentes. Compte tenu de l'étendue de l'expérience et des compétences de chacun des administrateurs, la grille de compétences présente uniquement les quatre principales compétences que possède chaque candidat à un poste d'administrateur selon l'évaluation du conseil et l'autoévaluation des administrateurs. Les critères utilisés pour évaluer les compétences des membres du conseil sur les enjeux liés aux changements climatiques comprennent la connaissance des pratiques en matière de responsabilité d'entreprise et des éléments constitutifs des pratiques de développement durable, y compris en matière de changements climatiques.

Pour plus de renseignements sur les compétences des membres du conseil concernant les enjeux liés aux changements climatiques, se reporter à la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de TransAlta.

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. La haute direction de la Société, notamment le président et chef de la direction, fournit au conseil des informations sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques afin d'aider la Société à orienter sa stratégie commerciale et à s'aligner sur 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, y compris les nouveautés

législatives. Notre équipe de direction examine ces risques et possibilités chaque trimestre et en fait rapport au CGSDD et au CAFR, le cas échéant.

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 2023, 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

démonstré 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	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.	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. 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.	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.

	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.

	Intensification de la concurrence	Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel	Augmentation des coûts opérationnels
Mesures prises par la direction	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.	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, <i>Industrie, innovation et infrastructures</i>. En parallèle, nous continuons de faire croître notre portefeuille d'énergies renouvelables. D'ici la fin de 2025, nous parviendrons à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel.	Nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de portée 1 et 2 de 66 %. Nous nous sommes engagés à réduire nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % d'ici 2026 par rapport à celles de 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.

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

	Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie	Développement de nouvelles technologies
Description	Il existe des possibilités de croissance du portefeuille d'énergies renouvelables 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'énergies renouvelables, particulièrement selon les scénarios NZE et SDS.	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.
NZE	Une croissance de la production d'électricité renouvelable d'environ 950 % est attendue d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2019, faisant en sorte que les énergies renouvelables constituent plus de 85 % de la production d'électricité dans les régions où nous exerçons nos activités. La transition de l'hydroélectricité comme capacité de production de base devrait être favorable pour TransAlta. Une augmentation de la capacité provenant des énergies renouvelables de TransAlta et de la demande devrait stimuler la croissance et engendrer une hausse des produits des activités ordinaires.	La hausse des produits des activités ordinaires grâce à l'accès à des marchés nouveaux et en émergence devrait stimuler la croissance et l'augmentation des produits des activités ordinaires selon le scénario NZE. La production de plus de 85 % d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les régions où nous exerçons nos activités permettra d'accomplir d'importantes avancées dans les technologies de stockage et les services auxiliaires. La capacité de stockage devrait croître pour atteindre environ 250 GW aux États-Unis d'ici 2040.
SDS	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.	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.
STEPS	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.	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.

Évolution de l'énergie renouvelable comme source importante d'énergie

Développement de nouvelles technologies

Mesures prises par la direction

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 57 centrales d'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et en Australie. D'ici la fin de 2028, 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 réactive et souple de gaz naturel pour une fiabilité accrue. Notre portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'énergie renouvelable. De 2000 à 2023, 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.

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 II 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 a été achevé en novembre 2023 et 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. En 2023, la filière aux premiers stades de développement de TransAlta comprenait quatre projets de stockage d'énergie au Canada pour une capacité totale de plus de 1 GW.

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. Pour plus de précisions, se reporter à «Présentation de l'information» sous 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 l'IFRS S2 et 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.

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, sous réserve du pouvoir du gouvernement fédéral d'établir des normes nationales de tarification du carbone. 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 centrales 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'électricité 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 (centrales non converties du charbon au gaz) 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 liés aux technologies émergentes 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 et du stockage d'énergie.

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 et de stockage d'énergie, 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 l'application de toute réglementation sur le 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 australien a un objectif de réduction de 43 % des émissions de carbone à l'échelle nationale par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et vise l'atteinte d'une économie nationale carboneutre d'ici 2050. Les efforts de décarbonation ont été axés sur le financement pour des technologies propres, la mise à niveau du réseau électrique afin d'appuyer davantage les énergies renouvelables, la réglementation et la déclaration des émissions de GES, et l'incitation à l'adoption de véhicules zéro émission. Les grands émetteurs de GES doivent réduire leurs émissions de portée 1 conformément au mécanisme de sauvegarde national («SGM») du gouvernement australien. Le gouvernement a récemment apporté des modifications au SGM, 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'électricité 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'électricité 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 respecter les exigences réglementaires et 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'électricité propre à ses clients du secteur des ressources naturelles en Australie-Occidentale. Grâce à notre portefeuille croissant de technologies, notamment la production d'énergie renouvelable 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 transformation au numérique 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 2023, nous avons fourni 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 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'énergies renouvelables.

Nous comptons actuellement plus de 30 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. En outre, nous avons formé des équipes axées sur la croissance des énergies propres au Canada, aux États-Unis et en Australie. En 2023, la Société a établi un portefeuille de projets de croissance potentiels dans le secteur des énergies renouvelables qui comprend 280 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 4 285 MW à 5 015 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, 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, depuis les inondations de 2013 dans le sud de l'Alberta, nous avons mis 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.

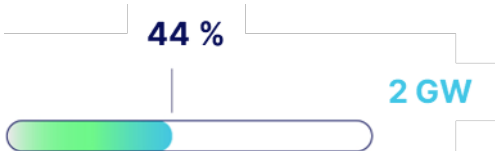
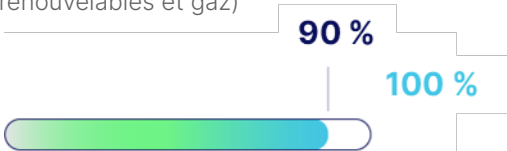
Changements climatiques : mesures et cibles

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.

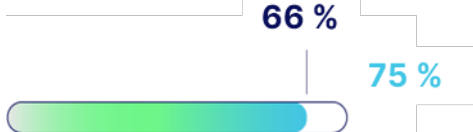
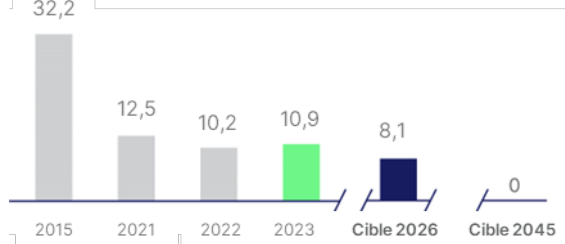
Les progrès accomplis dans l'atteinte de nos cibles en matière de climat sont présentés ci-dessous. Par suite des modifications apportées à notre plan de croissance de l'électricité propre en novembre 2023, le rendement ci-après est évalué en fonction de l'ancienne version de notre plan de croissance de l'électricité propre qui avait été annoncé en 2021.

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 ¹	Fin de la production au charbon; capacité de production nette détenue provenant entièrement d'énergies renouvelables et de gaz
Année cible	2025	2025
Progrès	Croissance en matière d'énergies renouvelables  44 % 2 GW	Capacité de production nette (énergies renouvelables et gaz)  90 % 100 %
Remarques	Depuis 2021, nous avons ajouté plus de 800 MW de nouvelle capacité provenant d'énergies renouvelables comme le projet de parc éolien Windrise (206 MW), le projet Garden Plain (130 MW), le projet dans le nord de la région de Goldfields (48 MW), le projet White Rock (300 MW) et le projet Horizon Hill (200 MW). En novembre 2023, notre plan de croissance de l'électricité propre a été mis à jour conformément à nos priorités. D'ici 2028, le plan permettra à la Société de faire croître son portefeuille d'énergies renouvelables de 1,75 GW et de faire passer son portefeuille de croissance à 10 GW.	En 2023, la production à partir d'énergies renouvelables et de gaz naturel représentait environ 90 % de notre capacité totale de production nette détenue de 6 425 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.
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.»

1) Y compris la construction de nouveaux projets d'énergie renouvelable (hydroélectrique, éolienne et solaire) dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre de la Société. Compte non tenu des acquisitions.

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 celles de l'année de référence 2015.	D'ici 2045, atteinte de la carboneutralité pour l'ensemble des émissions de GES de portée 1 et 2 de TransAlta.														
Année cible	2026	2045														
Progrès	Réduction des émissions de GES  66 % 75 %	Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)  <table><tr><th>Année</th><th>Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)</th></tr><tr><td>2015</td><td>32,2</td></tr><tr><td>2021</td><td>12,5</td></tr><tr><td>2022</td><td>10,2</td></tr><tr><td>2023</td><td>10,9</td></tr><tr><td>Cible 2026</td><td>8,1</td></tr><tr><td>Cible 2045</td><td>0</td></tr></table>	Année	Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	2015	32,2	2021	12,5	2022	10,2	2023	10,9	Cible 2026	8,1	Cible 2045	0
Année	Émission de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)															
2015	32,2															
2021	12,5															
2022	10,2															
2023	10,9															
Cible 2026	8,1															
Cible 2045	0															
Remarques	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 75 % nos émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 21,3 MT d'éq. CO ₂ ou 66 %.	En 2022, 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 notre cible de carboneutralité.														
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.»														

La cible de TransAlta visant à réduire de 75 % ses émissions de GES de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à celles de l'année de référence 2015 est estimée conforme au cadre de décarbonation du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, un des objectifs de l'Accord de Paris.

En décembre 2021, la Société s'est engagée à établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques dans le cadre de l'initiative Science Based Target («iSBT»). En 2022, nous avons amorcé le processus de validation de notre cible visant la réduction des émissions de portée 1 et 2 d'ici 2026. En 2023, TransAlta n'avait pas prévu qu'elle devait établir une cible à court terme de réduction des émissions de portée 3 pour que sa cible de réduction des émissions de portée 1 et 2 soit validée par l'iSBT, ce qui a nécessité l'accélération de la mise en œuvre du processus de validation de la cible de réduction des émissions de portée 3 de la Société par rapport à l'échéancier prévu. Par conséquent, puisque l'iSBT exige que nous établissions une cible de réduction à court terme des émissions de portée 3, nous avons décidé de rompre notre engagement envers l'iSBT. TransAlta demeure persuadée que son importante trajectoire de réduction des émissions de portée 1 et 2 d'ici 2026 par rapport à celles de 2015 est

conforme au cadre du secteur de l'électricité consistant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C.

Informations sur les émissions de GES

Émissions de portée 1 et 2

Nos émissions de GES de portée 1 et 2 sont calculées selon des méthodes différentes en fonction des technologies disponibles dans nos centrales. 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.

Le Protocole des GES classe les émissions de portée 1 d'une entreprise comme étant les émissions directes qui émanent de sources que l'entreprise possède ou contrôle. Les émissions de portée 2 sont des émissions indirectes découlant de la production d'énergie achetée.

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. 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 2023 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 émissions de méthane provenant de nos activités sont principalement attribuables à la combustion incomplète de gaz naturel des centrales alimentées au gaz naturel et il n'y a pas eu d'émissions fugitives de méthane associées à nos activités. En 2023, les émissions de méthane représentaient 0,2 % du total de nos émissions.

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	2023	2022	2021
Portée 1	10,9	10,2	12,4
Portée 2	0,0	0,1	0,1
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	10,9	10,2	12,5

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Hydroélectricité	0,0	0,0	0,0
Énergie éolienne et énergie solaire	0,0	0,0	0,0
Gaz	6,4	6,3	6,5
Transition énergétique	4,5	4,0	6,0
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0,0	0,0	0,0
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	10,9	10,2	12,5

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Australie	1,0	0,9	1,0
Canada	5,3	5,2	7,9
États-Unis	4,6	4,1	3,6
Total des émissions de GES de portée 1 et 2	10,9	10,2	12,5

En 2023, nos émissions de GES (de portée 1 et 2) produites dans le cours normal des activités d'exploitation se sont élevées à 10,9 millions de tonnes. Malgré l'augmentation des émissions absolues attribuable à l'accroissement de la production, le niveau d'intensité de nos émissions de GES de portée 1 et 2 est demeuré similaire à celui de l'exercice précédent, soit 0,41 tonne d'éq. CO₂/MWh (0,40 tonne d'éq. CO₂/MWh en 2022). TransAlta cessera de produire de l'énergie à partir de sa dernière unité alimentée au charbon aux États-Unis d'ici la fin de 2025, ce qui réduira davantage les émissions de la Société.

TransAlta vend des attributs environnementaux générés par ses centrales d'énergie renouvelable et ne soustrait pas ce montant de ses émissions de GES totales (de portée 1 et 2). Toutefois, il convient de noter que les clients de TransAlta déclarent des réductions des émissions de GES grâce à ses actifs, à ses projets et à ses 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. 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)	2023	2015
Total des émissions de GES de portée 1 et 2 (en millions de tonnes d'éq. CO₂)	8,1	10,9	32,2

Émissions de portée 3

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. Les émissions de portée 3 de TransAlta sont calculées au moyen de méthodes conformes à la norme de comptabilisation et de déclaration sur la chaîne de valeur de l'entreprise (émissions de portée 3) du Protocole des GES («norme relative aux émissions de portée 3») et selon les lignes directrices supplémentaires présentées dans le document *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions* («lignes directrices relatives aux émissions de portée 3») du Protocole des GES publié par le World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development.

Nos émissions de portée 3 comprennent les émissions de GES indirectes provenant des activités de notre chaîne de valeur, mais qui sont hors de notre contrôle opérationnel. Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2023 sont d'environ quatre millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation faisant partie de la catégorie 15 (investissements). Des 15 catégories décrites dans les lignes directrices relatives aux émissions de portée 3 du Protocole des GES, quatre ne s'appliquent pas à notre entreprise et ne sont donc pas incluses dans le calcul : la catégorie 8 (actifs loués en amont), la catégorie 12 (traitement en fin de vie des produits vendus), la catégorie 13 (actifs loués en aval) et la catégorie 14 (franchises).

Depuis 2022, nous nous consacrons à améliorer la comptabilisation de nos émissions de portée 3. En 2022, nous avons fait appel à une société de services de consultation tierce indépendante pour effectuer l'examen de la méthodologie utilisée dans notre inventaire d'émissions de portée 3 en fonction des lignes directrices relatives aux émissions de portée 3 du Protocole des GES. En 2023, nous avons fait appel à une société de services-conseils tierce indépendante pour effectuer une évaluation préalable des émissions de portée 3 en vue de respecter notre cible visant à surveiller et à déclarer 80 % des émissions de portée 3 de TransAlta d'ici 2024; notre objectif étant de présenter les informations liées aux émissions de portée 3 de 2023 dans notre rapport intégré 2024.

Émissions évitées

En 2023, la production à partir d'actifs d'énergie renouvelable nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,3 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients. Les émissions évitées de TransAlta s'entendent de la somme des émissions déplacées par ses actifs d'énergie renouvelable dans les territoires dans lesquels elle exerce ses activités. La valeur correspond au produit de la production d'électricité générée d'une source d'énergie renouvelable (hydroélectrique, éolienne et solaire) et de l'intensité des émissions de CO₂ propre au réseau du territoire dans lequel nous exerçons nos activités. En 2023, les émissions évitées ont diminué par rapport à celles de 2022, principalement en raison de la réduction de l'intensité des émissions du réseau. L'intensité des émissions du réseau diminuera graduellement d'une année à l'autre à mesure que la décarbonation progressera à l'échelle mondiale. Le tableau suivant présente les faits saillants des émissions évitées pour l'exercice considéré.

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Total des émissions évitées de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)	2,3	2,7	2,6

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'énergies renouvelables 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 684 millions de dollars et converti notre facilité de crédit renouvelable de 2,0 milliards de dollars d'une durée de quatre ans en emprunt lié au développement durable.

En 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 a été affecté au financement de nouveaux projets verts admissibles ou au refinancement 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 au cadre des obligations

vertes à la section «Shareholder Information» à l'onglet «Investor Centre» de notre site Web. En 2021, la filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, Windrise Wind LP, a réalisé un placement d'obligations vertes garanties d'environ 170 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)	2023	2022	2021
Obligations vertes ¹	684	703	171
Emprunts liés au développement durable	1 950	1 250	1 250

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'énergies renouvelables dans tous les scénarios et tous les emplacements. En 2023, nos produits des activités ordinaires ajustés tirés de la production d'énergie renouvelable (énergie hydroélectrique, éolienne et solaire) se sont élevés à 902 millions de dollars (1 014 millions de dollars en 2022), soit 27 % du total des produits des activités ordinaires ajustés en 2023.

Nous continuons de mettre en œuvre le plan de croissance de l'électricité propre mis à jour en 2023 visant à fournir une capacité supplémentaire de 1,75 GW provenant d'énergies renouvelables et à faire passer le portefeuille de croissance à 10 GW d'ici 2028. Les dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable se sont élevées à 630 millions de dollars en 2023 (666 millions de dollars en 2022). En outre, TransAlta continue d'investir dans des technologies et des solutions émergentes en

matière de réduction des émissions. En 2023, nos investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone s'établissaient à 4 millions de dollars (12 millions de dollars en 2022).

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 2028. En 2023, le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 716 millions de dollars (838 millions de dollars en 2022), soit 44 % 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 2023 se sont élevés à 36 millions de dollars (53 millions de dollars en 2022).

Les informations fournies concernant les mesures financières relatives aux risques et aux possibilités liés aux changements climatiques de TransAlta sont conformes à l'IFRS S2 et 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)	2023	2022	2021
Dépenses d'investissement de croissance liées à la production d'énergie renouvelable ¹	630	666	326
BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable ²	716	838	584
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux ³	36	53	40
Produits des activités ordinaires ajustés liés à la production d'énergie renouvelable ⁴	902	1 014	731
Investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone ⁵	4	12	—

- 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 2021, l'acquisition du portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord en 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 BAIIA 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. Le BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable correspond au total du BAIIA ajusté des secteurs Énergie hydroélectrique et Énergie éolienne et énergie solaire. Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriel» 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. 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.
- 5) Les investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone comprennent notre placement en titres de capitaux propres dans la ronde de financement de série A d'Ekona Power Inc. («Ekona») et notre investissement de quatre ans dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 (le «Fonds Frontier») d'Energy Impact Partners («EIP»).

Conformité aux cadres de communication de l'information liée aux changements climatiques

Le tableau ci-dessous présente le rapprochement de nos informations sur la gestion du changement climatique avec les recommandations du GIFCC, l'IFRS S2 et le CDP (2023).

Informations à fournir recommandées par le GIFCC	Conformité à d'autres lignes directrices	Section
Gouvernance		
Description de la surveillance exercée par le conseil sur les risques et les possibilités liés aux changements climatiques	IFRS S2 : 6; CDP : C1.1	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	IFRS S2 : 6; CDP : C1.2	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	IFRS S2 : 8-9; CDP : C2.1	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	IFRS S2 : 8-9; CDP : C2.3, C2.4, C3.3, C3.4	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	IFRS S2 : 22-23; CDP : C3.1, C3.2	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	IFRS S2 : 10; CDP : C2.2	Stratégie en matière de changements climatiques
Description des processus de l'entreprise pour gérer les risques liés aux changements climatiques	IFRS S2 : 24-25; CDP : C2.2	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	IFRS S2 : 24-25; CDP : C2.2	Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques
Mesures et cibles		
Présentation des mesures 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	IFRS S2 : 27-28; CDP : C6.1, C6.3, C6.5, C9.1	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	IFRS S2 : 29-32; CDP : C6.1, C6.3, C6.5	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	IFRS S2 : 33-36; CDP : C4.1, C4.2	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, notamment grâce au premier parc éolien commercial du 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, en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta et, en 2023, nous avons achevé notre premier microréseau d'énergie solaire doté d'un système de stockage d'énergie par batteries en Australie-Occidentale. 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 prioriser et de déployer de nouvelles technologies de production d'électricité carboneutres qui respectent les trois facteurs principaux sous-tendant notre transition énergétique : la fiabilité, la décarbonation et l'abordabilité. 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 hydroélectrique, éolienne et solaire afin d'offrir à nos clients de l'électricité fiable, abordable et à faible émission de carbone. 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.

Notre équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie participe à l'Energy Futures Lab, une initiative multipartite où des innovateurs, des influenceurs et des experts de secteurs et points de vue différents s'efforcent ensemble de relever les défis et de saisir les occasions pour parvenir à une filière énergétique carboneutre en Alberta. En 2023, TransAlta a parrainé le groupe de travail sur l'avenir de l'électricité en Alberta d'Energy Futures Lab, qui vise à favoriser la collaboration pour explorer et mettre à l'essai de nouvelles solutions pour un réseau électrique fiable, abordable et à faible émission de carbone en Alberta. De

plus, nous continuons de jouer un rôle dans l'écosystème de l'innovation en matière d'énergie en collaborant avec divers accélérateurs d'innovation qui agissent comme incubateurs et accélérateurs pour des entreprises en démarrage et qui appliquent de nouvelles solutions technologiques à des problèmes pratiques relevés par les utilisateurs finaux, comme TransAlta.

En 2023, TransAlta a lancé sa série sur l'innovation en matière d'énergie. L'initiative, menée par l'équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie et des conférenciers à l'échelle de la Société, vise à outiller nos employés en leur offrant des connaissances sectorielles pertinentes sur l'innovation dans le secteur de l'électricité. En 2023, nous avons offert quatre séances sur un éventail de sujets pertinents, notamment la fiabilité du réseau pendant la transition énergétique, les options de stockage d'énergie dans le réseau et les stratégies de production de base décarbonée.

Pour plus de renseignements sur la façon dont nous investissons dans notre main-d'œuvre, se reporter à la section «Développement des talents» à la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

En 2023, la capacité nominale de TransAlta s'est établie à 944 MW d'énergie hydroélectrique, 2 046 MW d'énergie éolienne et de stockage par batteries, et 181 MW d'énergie solaire. Nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire.

En août 2023, le parc éolien Garden Plain en Alberta a été mis en service, ajoutant 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation (100 MW) et PepsiCo Canada (30 MW), dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans.

En novembre 2023, les centrales d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields de 48 MW, en Australie-Occidentale, ont été mises en service. Les centrales comprennent 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 sont maintenant tous intégrés au réseau éloigné du nord de Southern Cross Energy de 169 MW de TransAlta. Le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields devrait réduire de 12 % les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP Nickel West découlant des activités à Leinster et à Mount Keith et est visé par un

contrat à long terme de 16 ans conclu avec une contrepartie reconnue mondialement.

En 2023, la Société a continué de faire avancer les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés en Oklahoma. La mise en service des projets de parcs éoliens White Rock est prévue au premier trimestre de 2024. En 2021, nous avons conclu deux CAÉ à long terme avec Amazon visant l'enlèvement de la totalité de la production de ces projets.

En 2023, TransAlta a poursuivi la construction de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW situé en Oklahoma, dont la mise en service devrait avoir lieu au premier trimestre de 2024. En 2022, la Société a conclu un contrat d'achat d'énergie renouvelable à long terme avec une filiale de Meta visant la totalité de la production du projet. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux du projet de parc éolien Horizon Hill.

TransAlta travaille à l'expansion de sa filière de développement pour la production d'énergie renouvelable. En 2023, la Société a établi un portefeuille de projets de croissance potentiels dans le secteur des énergies renouvelables qui comprend 280 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 4 285 MW à 5 015 MW de projets aux premiers stades de développement.

Expansion des solutions en matière d'énergie

Stockage par batteries

Nous continuons d'investir dans des systèmes de stockage d'énergie par batteries que nous considérons comme un élément important pour permettre à TransAlta d'assurer la fiabilité tout au long de la transition énergétique – perpétuant ainsi le rôle essentiel qu'elle joue depuis plus d'un siècle grâce à ses centrales hydroélectriques.

En novembre 2023, les centrales d'énergie solaire et de stockage par batteries dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, ont été mises en service et fournissent maintenant de l'électricité fiable pour les activités d'exploitation minière de nickel de BHP en région éloignée de l'Australie-Occidentale. 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 Nickel West à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel à faible teneur en carbone pour ses clients. TransAlta continue de travailler avec BHP Nickel West à l'élaboration d'autres projets en vue de réduire davantage les émissions de GES de portée 2 de BHP découlant des activités à Mount Keith et à Leinster.

En 2023, la filière de développement de TransAlta comprenait quatre projets de stockage d'énergie au Canada : WaterCharger (stockage par batteries aux ions de lithium, 180 MW), Tent Mountain (stockage d'énergie hydroélectrique par pompage, 160 MW), Brazeau (stockage d'énergie hydroélectrique par pompage, de 300 MW à 900 MW) et New Brunswick Power Battery (batterie, 10 MW). Ces unités stratégiquement situées pourraient jouer divers rôles sur les réseaux électriques, notamment en fournissant des services stables et en stockant la production excédentaire pour la décharger pendant les périodes de pointe.

Mobilité électrique

Les entreprises peuvent jouer un rôle important dans la transition vers les véhicules électriques en donnant l'exemple dans le cadre de leurs propres activités. Consciente de ce rôle, TransAlta examine la possibilité d'électrifier son parc de véhicules de service en se procurant des véhicules zéro émission. En 2023, nous avons lancé *Project Electrify*, un projet pilote visant à mettre à l'essai quatre véhicules entièrement électriques dans différentes centrales au Canada. Nous évaluerons leur rendement, leur sécurité et leur rentabilité selon différentes conditions et les besoins de l'exploitant. Le projet se déroulera de 2024 à 2025 et, pendant cette période, nos exploitants acquerront une expérience pratique de la technologie et fourniront des commentaires sur la pertinence de l'adopter à plus grande échelle. À la lumière des leçons tirées du projet, TransAlta décidera si elle procédera à l'électrification de son parc de véhicules.

Solutions futures

Hydrogène

En 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. De plus, 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, continue de travailler avec l'entreprise à mesure qu'elle développe sa technologie de pyrolyse.

Petits réacteurs modulaires («PRM»)

Les petits réacteurs modulaires peuvent chacun produire jusqu'à 300 MW et diffèrent des réacteurs nucléaires conventionnels puisqu'ils sont construits pour être des unités

modulaires assemblées en usine qui sont ensuite transportées à un endroit pour y être installées. De plus, ils offrent des mesures de sûreté passives ou sans intervention humaine conçues pour réduire considérablement le risque d'événement nucléaire. Bien que les coûts élevés forment toujours un obstacle dans le secteur de l'énergie nucléaire, les développeurs de PRM soutiennent que les centrales de puissance moindre construites à partir de composants fabriqués entraîneront des baisses de coûts considérables au sein du secteur, à mesure que la technologie évolue et que plus d'unités sont déployées. Grâce à l'énergie de base fiable exempte d'émissions qu'elle procure, l'énergie nucléaire pourrait jouer un rôle important dans la transition vers l'énergie propre. À l'heure actuelle, l'énergie nucléaire favorise grandement la production d'électricité à faible émission de carbone et pourrait être très utile pour la décarbonation du secteur de l'énergie. TransAlta continue de surveiller l'évolution dans le domaine des PRM.

Solutions fondées sur la nature

Les solutions fondées sur la nature sont des actions visant à protéger, à gérer durablement et à 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 résiduelles 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 2022, nous nous sommes engagés à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier d'EIP, lequel investit 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.

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. Conjuguée 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 investi dans 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 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.

Pour plus de renseignements sur les investissements dans la recherche et le développement de solutions à faible émission de carbone, se reporter à la rubrique «Mesures financières relatives aux changements climatiques» du présent rapport de gestion.

Analyse et automatisation

Performance des actifs

L'équipe responsable de la performance des actifs de TransAlta a été mise sur pied en 2023 afin de poursuivre le travail amorcé par notre ancienne équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs fondée en 2008. Cette équipe surveille le portefeuille de production de la Société 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 la performance 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.

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.

Le personnel de l'équipe responsable de la performance des actifs a reçu une formation sur la mise en œuvre et 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'ingénieur de 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'ingénieur de l'équipe responsable de la performance des actifs visent la détection rapide de problèmes liés au 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.

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.

Drones

En 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. En 2023, la Société a eu recours à la technologie des drones pour inspecter les composants internes des chaudières, les canaux et les bassins de refroidissement dans les actifs alimentés au gaz et les actifs hydroélectriques, et a mis à l'essai une solution de drone dans une boîte (drone-in-a-box) qu'elle a ensuite achetée pour accroître la sécurité sur le site. Le conseil continue de rencontrer 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 pour 2024.

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 2023 figurent le remplacement d'un autobus alimenté au diesel par un nouvel autobus électrique par le Skamania School District; l'installation d'un système solaire en toiture de 100 kW à la Palouse High School par le Palouse School District; l'installation d'un système solaire au sol de 100 kW à la Wastewater Treatment Plant détenue par la ville de Medical Lake, ainsi que des services de formation préalable à l'emploi pour les jeunes au Lewis County offerts par Morningside Services.

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 production d'énergie 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 89 %.

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 2023 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,3 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients.

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

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	112
Gaz naturel	73
Énergie éolienne	26
Énergie solaire	9
Systèmes de stockage d'énergie par batteries	3

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 diverses identités de genre 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 présente 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. En 2023, la totalité des employés ont suivi la formation et ont pris en compte et signé 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, depuis 2020, nous avons produit des déclarations en vertu de la *Modern Slavery Act*. 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. En 2024, nous produirons des déclarations en vertu de la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* du Canada.

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.» En 2023, nous avons confirmé qu'en moyenne, 78 % de nos dépenses en 2023 et en 2022 ont été faites auprès de fournisseurs ayant une politique de développement durable, ou s'étant engagés à soutenir le

développement durable. TransAlta continuera d'envisager d'autres cibles pour favoriser l'intégration du développement durable dans la chaîne d'approvisionnement.

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 installations : 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.

En 2024, TransAlta continuera de s'assurer que tous les nouveaux employés suivent une formation de sensibilisation à la culture autochtone dans le cadre du processus d'intégration de l'entreprise.

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 2023, TransAlta a offert plus de 453 000 \$ pour appuyer des programmes favorisant la jeunesse, l'éducation et l'emploi autochtones, soit 14 % 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 no° 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. La MECCS est une école publique

sans frais de scolarité qui intègre la culture, les croyances et les perspectives autochtones à l'expérience scolaire au primaire. L'école se spécialise dans le travail auprès des enfants qui ont fait face à l'adversité et offre un soutien à l'apprentissage amélioré. Les élèves de la MECCS ont un taux de réussite élevé et ont terminé leurs études secondaires et remporté des prix académiques. En 2023, TransAlta a versé 35 000 \$ pour soutenir les activités de l'école, en plus d'un don pour les fêtes qui a permis d'organiser une célébration étudiante.

- Le Read On Literacy Program («Read On») – En 2023, TransAlta s'est associée à Read On pour offrir des cours virtuels et en personne aux élèves du primaire des collectivités situées près de nos centrales. Read On est 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.
- Diamond Willow Youth Lodge – En partenariat avec l'United Way of Calgary and Area, un financement désigné a été accordé au Diamond Willow Youth Lodge, qui est un endroit sécuritaire pour les jeunes Autochtones de Calgary qui leur permet d'établir des relations avec leurs pairs et de participer à divers programmes qui favorisent la santé et le bien-être, l'éducation et la préparation à l'emploi.
- Wihnemne School Hot Lunch Program – En 2023, TransAlta s'est associée à l'école communautaire Paul First Nation en Alberta, pour offrir un programme conçu pour assurer que les enfants de la Nation reçoivent des repas nutritifs tous les jours, afin de maximiser leur réussite scolaire. Ce programme est cité comme un catalyseur responsable de la forte augmentation du nombre d'inscriptions à l'école.

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

En novembre 2023, TransAlta avait achevé d'offrir la totalité du programme de formation de sensibilisation à la culture autochtone dans ses territoires d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie. Conformément à son objectif de développement durable fixé en 2021, la Société a fait un effort délibéré pour s'assurer que chaque employé a participé à la formation de sensibilisation à la culture autochtone au cours des deux dernières années. Cette initiative a joué un rôle déterminant dans la communication de renseignements précieux sur la richesse de l'histoire, de la culture et des points de vue des communautés autochtones dans les territoires où nous exerçons nos activités.

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	Associations communautaires	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
Actionnaires	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 en externe 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. 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 2023, l'engagement des parties prenantes a été mis de l'avant notamment dans le cadre de journées portes ouvertes du projet Pinnacle 1 et 2, des journées portes ouvertes du parc solaire SunHills, des deux journées portes ouvertes du projet Riplinger et de l'engagement continu à l'égard du plan de réfection du parc éolien de Kent Hills.

Investissements dans les collectivités

En 2023, TransAlta a remis environ 3,2 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,3 millions de dollars en 2022), 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 1,5 million de dollars pour Centraide.

En 2023, TransAlta a réalisé d'autres investissements importants, dont voici quelques-uns des principaux :

- Refuges communautaires – En 2023, TransAlta a versé 40 000 \$ à des refuges locaux situés à proximité de ses actifs d'exploitation au Canada, aux États-Unis et en Australie. Cette initiative reconnaît le besoin sans

précédent d'offrir des services d'emplois et de venir en aide aux familles en situation de pauvreté et aux victimes de violence et d'abus.

- Aide aux nouvelles centrales – En 2023, TransAlta a versé 50 000 \$ aux collectivités locales à proximité de nos centrales White Rock, Horizon Hill et Garden Plain. Ces initiatives reconnaissent notre engagement à soutenir les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Le financement a été affecté aux bibliothèques scolaires locales, aux réparations des écoles et à une caserne de pompiers locale.
- Centrale alimentée au charbon de Centralia – Depuis 2012, TransAlta a maintenu son engagement d'investir 55 millions de dollars américains dans l'état de Washington et a effectué le dernier paiement annuel en décembre 2023. Les fonds provenant de cet investissement ont été gérés par le Centralia Coal Transition Board afin de soutenir les commandites des collectivités locales, y compris les investissements dans l'art, les écoles, la technologie énergétique, les rénovations aux fins de l'intempérisation et l'aide aux travailleurs déplacés grâce à des possibilités de formation, ce qui vient compléter l'engagement important que nous avons pris dans le cadre de la transition de la centrale alimentée au charbon de Centralia.

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, d'exercices et d'exercices d'évacuation 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 efficace 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 qui nous fournissent l'accès aux applications des secteurs d'activité. Les menaces liées à la cybersécurité qui compromettent 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.

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 aux risques et menaces spécifiques liés à la cybersécurité au moyen d'un programme complet et multidimensionnel. TransAlta évalue continuellement son niveau de cybermenace et met en œuvre des mesures et des contrôles pour atténuer de manière proactive les risques et les menaces internes et externes liés à la cybersécurité qui pèsent sur l'organisation.

La politique en matière de cybersécurité de TransAlta définit la façon dont nous identifions et gérons les risques et les menaces liés à la cybersécurité, ainsi que la façon dont nous détectons les incidents liés à la cybersécurité, y répondons et nous en remettons. Nous nous conformons aux normes de protection des infrastructures essentielles de la North American Electric Reliability Corporation («NERC»), le cas échéant. 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.

En 2023, aucune atteinte à la cybersécurité n'a été relevée dans notre environnement technologique. 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 équitable, diversifié et inclusif et réduire au minimum les incidents liés à la sécurité sont les facteurs clés de la création de valeur pour le capital humain pour TransAlta et les membres de la direction responsables des secteurs qui revêtent le plus d'importance. En 2023, 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, de diversité et d'inclusion. 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 2023, TransAlta a conclu la troisième 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 2023, les femmes représentaient 26 % de l'équipe de la haute direction et 46 % 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 (29 %) 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 27 % 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 2023, nous avons continué d'offrir la bourse d'études Women in Trades qui offre un soutien financier aux étudiantes admissibles inscrites dans des programmes postsecondaires de métiers spécialisés. En 2023, 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 bénéficier d'une formation expérientielle précieuse et 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 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.

En 2023, notre excellente performance en matière de sécurité a été soutenue par nos domaines d'intérêt stratégiques : renforcer notre culture de sécurité, comprendre la tolérance au risque et normaliser les informations et les systèmes en matière de sécurité. Afin de soutenir notre croissance culturelle en matière de sécurité, les nouveaux employés et dirigeants ont suivi une formation

dont les modules sont conçus pour leur permettre d'acquérir les outils nécessaires pour mieux comprendre leur rôle dans l'établissement, le renforcement et le maintien de notre culture de la sécurité. Au moyen de séances entre pairs visant à intégrer une compréhension de la perception du risque, de la tolérance au risque et de la sécurité psychologique, les dirigeants ont animé plus de 100 séances dans l'ensemble de nos installations.

Un de nos indicateurs clés en matière de sécurité est le taux de fréquence totale des accidents enregistrables, qui 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 2023, le taux de fréquence totale des accidents enregistrables s'est établi à 0,30 par rapport à 0,39 en 2022.

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	2023	2022	2021
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	1	0	3
Blessures avec soins médicaux	4	6	9
Travail restreint	0	0	5
Heures d'exposition	3 362 000	3 058 000	4 134 000
Taux de fréquence totale des accidents enregistrables	0,30	0,39	0,82

Nous nous concentrons sur les indicateurs avancés et la participation au moyen de signalements liés à la sécurité (dangers, quasi-accidents, observations positives et rapports sur la cybersécurité). Le taux de fréquence totale des signalements liés à la sécurité démontre les activités proactives, par travailleur par année, que nous menons pour identifier et prévenir les blessures ou les pertes éventuelles. Nous signalons et reconnaissons également les comportements positifs sur le lieu de travail afin d'améliorer la sécurité psychologique. Cela nous permet non seulement d'intervenir en cas d'incident, mais aussi de trouver des possibilités de renforcer les barrières et les niveaux de protection afin d'atténuer les incidents potentiels. En 2023, nous avons enregistré 12,5 signalements par travailleur, ce qui excède notre cible de 12. Les effets positifs associés à un engagement élevé et à une culture de la sécurité renforcée sont évidents dans notre performance globale en matière de sécurité. En 2023, TransAlta a reçu le prix d'excellence *Utilities and Electrical Employer* décerné par Canada's Safest Employers. TransAlta a également été reconnue comme l'employeur offrant le meilleur programme de bien-être dans tous les secteurs d'activité, excellant dans la promotion et la protection du bien-être général des employés.

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 112 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 les résultats, la raison d'être et l'apprentissage. 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. Une partie de la transformation de notre culture consiste à

améliorer la sécurité psychologique des employés pour les inciter à s'exprimer davantage en vue d'accroître l'innovation, la créativité et, ultimement, les résultats.

Nous réalisons des sondages annuels 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 l'amélioration de la santé et du 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 et la résilience.

Structure organisationnelle

Au 31 décembre 2023, nous avons un effectif de 1 257 employés (1 222 en 2022). Ce nombre a augmenté de 1 % par rapport au niveau de 2022. Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 30 %, 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 a changé en 2023. Notre entreprise continue d'exploiter quatre secteurs de production, dont Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire, Hydroélectricité et Transition énergétique, avec le soutien de nos unités fonctionnelles Siège social et Croissance. 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 sont revues et approuvées chaque année par le conseil d'administration et sont décrites dans nos régimes de rémunération annuels.

En 2023, le plan incitatif annuel était lié à hauteur de 20 % à l'atteinte d'objectifs ESG précis, dont 10 % était lié aux améliorations de la culture organisationnelle et 10 %, à 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

L'encadrement, la rétroaction et la gestion sont des éléments fondamentaux de notre philosophie de performance, les dirigeants et les employés étant invités à participer à des réunions régulières pour discuter de l'avancée des travaux, du perfectionnement professionnel et du développement de carrière tout au long de l'année.

Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à nos programmes de RH et 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 et de mobiliser les employés en temps opportun, nous continuons à utiliser 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 facultatives, obligatoires et personnalisées dans le cadre de leurs fonctions. Tous les employés ont accès à des séances de formation animées par des conférenciers qui sont experts dans des domaines aussi variés que la sécurité psychologique, l'équité, la diversité et l'inclusion, la santé mentale et physique, la culture, le bien-être financier et le développement des compétences de base et du leadership.

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 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.

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 dans son ensemble accordent de plus en plus d'importance à une gestion environnementale réussie. Notre politique environnementale définit la manière dont nous intégrons la protection de la nature et de l'environnement dans la stratégie de TransAlta, dans notre politique de gestion totale de la sécurité, ainsi que dans nos 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 avec ceux de 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 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 adopté la cible d'«aucun incident lié à la biodiversité». Ce qui signifie qu'aucun incident lié à la biodiversité n'a affecté les habitats et les espèces figurant sur la liste rouge de l'Union internationale pour la conservation de la nature («UICN»), allant de quasi menacés à gravement menacés d'extinction.

Le tableau suivant présente les incidents liés à la biodiversité conformément à la classification de la liste rouge de l'UICN :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Gravement menacés d'extinction	0	0	0
Menacés d'extinction	0	0	0
Vulnérables	0	0	0
Quasi menacés	0	0	0
Total des incidents liés à la biodiversité	0	0	0

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 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 principalement 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 2023, 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 2023, nous avons mené à bien un plan 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. Nous avons planté 15 620 arbres le long des deux rives de la rivière pour maintenir les berges et réduire l'érosion. Nous avons également mené à bien un vigoureux programme de désherbage pour lutter contre la prolifération des espèces envahissantes, améliorant ainsi la santé globale de l'habitat. De plus, nous avons récolté environ 97 300 pieds-planche de bois d'œuvre composé d'aulne rouge et de sapin Douglas malades afin de permettre la croissance d'arbres sains dans le cadre de notre programme global de gestion de l'habitat faunique.

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 et 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 2023, l'utilisation d'énergie a augmenté de 1 % par rapport à celle de 2022. 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	2023	2022	2021
Hydroélectricité	0	0	0
Énergie éolienne et énergie solaire	0	0	0
Gaz	123	130	118
Transition énergétique	73	64	86
Siège social et Commercialisation de l'énergie	0	0	0
Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules)	197	195	204

Émissions atmosphériques

Notre centrale alimentée au charbon restante 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 %. En 2024, nous continuerons d'examiner la possibilité d'établir de nouvelles cibles environnementales relatives aux émissions atmosphériques.

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»). En 2023, la centrale thermique de Centralia a comptabilisé 35 % des émissions totales de NO_x, 99 % des émissions totales de SO₂, 30 % des émissions totales de particules fines et 76 % des émissions totales de mercure. La centrale 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 des niveaux suffisants 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 2023, le total de nos émissions atmosphériques a maintenu un rendement similaire aux niveaux de 2022, ce qui s'explique par l'achèvement des conversions du charbon au gaz au cours des années précédentes, permettant ainsi d'améliorer l'efficacité opérationnelle et de réduire les émissions atmosphériques. La légère augmentation de particules fines est attribuable à l'augmentation de la production à la centrale de Centralia, qui est la seule centrale alimentée au charbon restante de notre portefeuille.

Le tableau suivant présente nos principales émissions atmosphériques. Les chiffres ont été arrondis à la centaine près pour le SO₂, au millier près pour le NO_x, à la dizaine près pour les particules fines, si possible, et au nombre entier près pour le mercure :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
SO ₂ (tonnes)	1 100	1 200	7 300
NO _x (tonnes)	11 000	11 000	15 000
Particules fines (tonnes)	460	360	2 200
Mercure (kilogrammes)	18	21	41

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 donc 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, que nous ne sommes pas en mesure de récupérer.

En 2022, nous avons réussi notre objectif de réduction de la consommation d'eau d'ici 2026, visant à 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*. En 2024, nous continuerons d'examiner la possibilité d'établir de

nouvelles cibles environnementales relatives à la consommation d'eau.

En 2023, nous avons utilisé environ 273 millions de m³ d'eau (233 millions de m³ en 2022) et retourné à la source environ 239 millions de m³ d'eau (207 millions de m³ en 2022), ou 88 %. La consommation d'eau totale s'est élevée à environ 34 millions de m³ (26 millions de m³ en 2022). La consommation d'eau a augmenté principalement en raison d'une augmentation de la production par rapport à l'exercice précédent. C'est particulièrement le cas à la centrale Centralia, notre dernière centrale de transition alimentée au charbon qui a la consommation d'eau la plus élevée.

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 au million de m³ près :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Prélèvement d'eau	273	233	241
Déversement d'eau	239	207	209
Consommation d'eau totale (en millions de m ³)	34	26	32

Sécurité de l'eau

Nos prélèvement et déversement les plus importants se produisent à notre centrale de cogénération alimentée au gaz de Sarnia (qui produit à la fois de l'électricité et de la vapeur pour nos clients). La centrale fonctionne comme un système de refroidissement sans contact à passage unique pour nos turbines à vapeur. Malgré d'importants prélèvements dans la rivière Sainte-Claire adjacente pour soutenir nos activités à Sarnia, nous restituons environ 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 Pocaterre 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 Keepphills, 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, du Dam Safety Advisory Committee de l'Alberta Chamber of Resources, 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.

En 2023, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 479 000 tonnes de déchets (204 000 tonnes en 2022). Les déchets non dangereux représentent 97 % de la production totale de déchets, et 0,2 % de la production totale a été envoyée à la décharge (0,9 % en 2022). L'augmentation du total des déchets est principalement attribuable à la réutilisation des déchets. Depuis qu'elles ont été mises hors service, nous vendons les cendres résiduelles des mines de Highvale et de Centralia, qui représentent 95 % de la production totale des déchets.

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	2023	2022	2021
Total de la production de déchets (tonne d'éq.)	479 000	204 000	514 000
Déchets mis en décharge (tonne d'éq.)	1 000	1 900	1 000
Déchets recyclés (tonne d'éq.)	19 000	22 000	31 000
Déchets réutilisés (tonne d'éq.)	457 000	151 000	176 000
Total des déchets mis en décharge (en pourcentage)	0,2	0,9	0,2
Total des déchets dangereux (en pourcentage)	3	9	5
Total des déchets dangereux mis en décharge (en pourcentage)	0,0	0,6	1,0

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 produirons plus après 2025 aux États-Unis. En 2023, Lafarge Canada et TransAlta ont conclu 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 de la mine de Highvale de TransAlta, qui ont pris fin en 2021. Les cendres seront utilisées pour remplacer le ciment dans la fabrication 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

Notre plus grande utilisation de terrains concernait les terrains perturbés par l'extraction du charbon en surface, qui a pris fin en 2021. 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 de Highvale 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. À ce jour, nous avons remis en état environ 4 900 hectares, soit environ 39 % des terrains perturbés (12 600 hectares).

Incidents et déversements accidentels dans l'environnement

La protection de l'environnement 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, 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 2023, nous n'avons recensé aucun incident environnemental de non-conformité à la réglementation (un incident en 2022). Aucune amende ou mesure d'application des lois environnementales n'a été imposée.

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation	0	1	2

En ce qui a trait aux déversements accidentels et aux rejets, 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 des déversements accidentels en 2023 a été de 0 m³ (246 m³ en 2022).

Incidents environnementaux importants :

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Incidents environnementaux importants	0	0	0

Il existe un risque de défaillance des bassins de cendres liés à nos centrales au charbon mises hors services. 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 notre approche quant à la sécurité des barrages et 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.

Efficience de l'utilisation finale et demande

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

Notre rapport sur le facteur de puissance informe les clients 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 2023, TransAlta a achevé le parc 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 II de notre parc éolien Summerview afin de créer une ressource de production de pointe à faible émission. Cette ressource fait partie du marché des services auxiliaires de réponse en fréquence rapide de l'AESO afin de soutenir les activités d'interconnexion. En plus de la réponse en fréquence rapide, WindCharger utilise une ressource dont la rapidité de réponse peut être exploitée avec beaucoup de fiabilité, ce qui permet de répondre au besoin grandissant de réponse en fréquence primaire, de soutien des fréquences 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

En 2023, nous étions 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 :

- Qualité de l'air et émissions atmosphériques
- Intégrité des actifs et résilience du réseau
- Gestion de la biodiversité et des terres
- Changements climatiques et émissions de GES
- Sécurité des barrages
- Engagement des parties prenantes et investissement dans les collectivités
- Équité, diversité et inclusion
- Éthique et conduite des affaires
- Santé, sécurité et bien-être

- Droits de la personne et pratiques de travail
- Relations et partenariats avec les groupes autochtones
- Protection de l'actif informationnel et cybersécurité
- Énergie renouvelable et technologies innovatrices
- Sécurité, préparation aux situations d'urgence et intervention d'urgence
- Engagement des parties prenantes et investissement dans les collectivités
- Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable
- Gouvernance du développement durable
- Finance durable
- Recrutement, fidélisation et développement des talents
- Gestion des déchets
- Gestion de l'eau

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

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, sans s'y limiter, les modifications à la réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité dans nos principaux marchés de produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques et possibilités afin que nous soyons en position pour étendre nos activités et atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Gouvernance

Les éléments clés de nos pratiques en matière de gouvernance sont les suivants :

- Les employés, la direction et le conseil sont résolus à respecter une conduite éthique et à faire preuve d'intégrité et d'honnêteté.
- Nous avons établi des politiques et des normes clés encadrant l'exercice de nos activités.
- Le président de notre conseil et tous les administrateurs, à l'exclusion de notre président et chef de la direction, sont indépendants aux termes du Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance.

- Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à nos activités et à notre stratégie.
- L'efficacité du conseil est obtenue grâce à de solides évaluations annuelles et à la formation continue de nos administrateurs.
- La direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties prenantes de la collectivité.

Notre engagement envers l'éthique constitue le fondement de notre modèle de gouvernance. Nous avons adopté les codes de conduite suivants pour guider nos décisions d'affaires et nos activités commerciales quotidiennes :

- Le code de conduite de la Société, qui s'applique à tous les employés et membres de la direction de TransAlta et de ses filiales
- Le code de conduite à l'intention des administrateurs
- Le code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Le code de conduite financière, qui s'applique à tous les employés de la fonction financière de la Société
- Le code de conduite sur les opérations sur les produits énergétiques, qui s'applique à tous nos employés qui effectuent la commercialisation de produits énergétiques

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 de déléguer certaines responsabilités 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 Comité de la performance des investissements («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; vii) prendre en compte et recommander nos cibles de développement durable au conseil d'administration et évaluer notre performance en fonction de ces cibles; et viii) 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; du vice-président directeur, Production; du vice-président directeur, Affaires commerciales et Relations avec les clients; 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 2023 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2022). 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.sedarplus.ca 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 2023. 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

La sensibilité des volumes par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (en %)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Disponibilité et production	1	20 \$

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

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.

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 2023, environ 84 % de notre production totale (83 % en 2022) 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 2023, 86 % (82 % en 2022) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 100 % (100 % en 2022) 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 afin d'évaluer la conformité à notre système de gestion totale de la sécurité, conçu pour améliorer continuellement notre performance;
- en déployant d'importantes ressources d'expérience pour qu'elles collaborent avec les organismes de réglementation du Canada, de l'Australie et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification à la réglementation soit bien conçue et efficace;
- en élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au 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 2022. En 2023, 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 2023 :

	Note de qualité investissement (%)	Note de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total (\$)
Créances clients et autres débiteurs ^{1, 2}	95	5	100	807
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	171
Actifs de gestion du risque ¹	75	25	100	203
Prêt à recevoir ²	—	100	100	26
Total				1 207

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) Comprend un prêt à recevoir de 26 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, est de 23 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022).

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 et australiens. 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	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)	
	Augmentation ou diminution	
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 2023, nos liquidités, qui s'élevaient à 1,7 milliard 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 2023, environ 14 % (9 % en 2022) 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 bps	2 \$

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, mais incluent des libellés de remplacement appropriés pour ce taux de référence en cas de changement de taux de référence, 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 2023, environ 31 % (31 % en 2022) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (11 en 2022). En 2023, nous avons renégocié avec succès trois conventions collectives (six en 2022). De ces trois conventions, une est d'une durée de trois ans, une est d'une durée de deux ans, et une est d'une durée de un an. Nous prévoyons renégocier cinq conventions collectives en 2024. 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 augmente 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, des fournisseurs de capitaux 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, pour gérer le risque lié à la cybersécurité par l'entremise de pratiques de sécurité efficaces, et des plans structurés et adaptés. 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 les objectifs de croissance des actifs de production de notre portefeuille, 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 et ses filiales sont assujetties 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	9 \$

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. Aucun changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2023. 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»). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler 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 2023, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.