



Accélérer la croissance propre

TransAlta[™]

Rapport intégré **2021**

À propos du présent rapport

Nous vous présentons le septième rapport intégré consécutif de TransAlta, qui combine nos objectifs et nos résultats sur le plan financier et sur le plan du développement durable. TransAlta fait figure de pionnier dans le secteur à ce chapitre et s'inscrit parmi les quelques entreprises en Amérique du Nord à avoir adopté cette pratique de pointe. Nous croyons que la performance en matière de développement durable doit être évaluée, gérée et communiquée avec l'information sur le rendement financier afin de mettre en lumière son incidence sur la valeur financière, environnementale et sociétale.

Table des matières

| | |
|--|------|
| Message du président | 2 |
| Message du président du conseil d'administration | 8 |
| Qui nous sommes | 10 |
| Nos réalisations | 14 |
| Prochaines étapes | 18 |
| Rapport de gestion | RG1 |
| États financiers consolidés | ÉF1 |
| Notes des états financiers consolidés | ÉF13 |
| Résumé des données financières et statistiques sur onze ans | 288 |
| Tableau récapitulatif des centrales | 291 |
| Indicateurs de performance en matière de développement durable | 293 |
| Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant | 302 |
| Information pour les actionnaires | 306 |
| Faits saillants pour les actionnaires | 309 |
| Renseignements sur la Société | 310 |
| Glossaire des termes clés | 311 |



De plus en plus, les clients cherchent des partenaires qui peuvent les aider à atteindre des cibles ambitieuses de décarbonation. **L'un des principaux avantages concurrentiels de TransAlta est sa capacité distinctive à répondre à leurs besoins grâce à des solutions énergétiques centrées sur le client** en s'appuyant sur un bilan solide, un savoir-faire exceptionnel dans la réalisation de projets de croissance, une expertise de pointe en matière d'exploitation, et des capacités d'optimisation et d'opérations sur les produits énergétiques qui **maximisent la fiabilité et les rendements.**

John Kousinioris

Président et chef de la direction

En 2021, nous avons **achevé la conversion au gaz naturel de nos centrales au charbon en Alberta.** À présent, le charbon a été abandonné dans l'ensemble de notre portefeuille canadien – soit **neuf ans plus tôt** que l'exigence du gouvernement de l'Alberta d'avoir mis fin à la production d'électricité à partir du charbon en 2030. Cette réalisation marque un pas important vers notre objectif ultime de **décarbonation de la Société.**

John P. Dielwart

Président du conseil d'administration

Chers investisseurs de TransAlta



Je suis extrêmement fier, dans ma première lettre aux actionnaires, d'annoncer des résultats exceptionnels en 2021. Ces résultats sont le fruit d'une solide performance de nos équipes d'exploitation, d'optimisation et de négociation ainsi que de l'attention soutenue que nos équipes chargées de la croissance et du développement ont portée à l'exécution au cours de ce qui fut une autre année difficile marquée par la COVID-19. Notre réussite est la somme des efforts déployés par chacun des employés de TransAlta. C'est un honneur de diriger une organisation comptant dans ses rangs des gens talentueux portés par une détermination profonde à obtenir des résultats exceptionnels tout en incarnant nos valeurs fondamentales, soit la sécurité, l'innovation, le développement durable, le respect et l'intégrité.



Nos résultats financiers de 2021 surpassent tous ceux obtenus au cours des dernières années. TransAlta a dégagé des flux de trésorerie disponibles record de 562 millions de dollars, soit 2,07 \$ par action, un succès auquel ont contribué tous nos secteurs d'activité. Notre performance nous a permis d'annoncer une augmentation de 11 % du dividende annuel, qui s'est établi à 0,20 \$ par action. Cette augmentation reflète notre succès en 2021 et traduit notre confiance à l'égard de la capacité de TransAlta à réaliser son plan de croissance et à optimiser le rendement des actifs existants.

Réalisations en 2021

Mise en œuvre d'une stratégie axée sur la transition énergétique

En septembre 2021, nous avons annoncé notre plan de croissance de l'électricité propre, qui guidera les efforts de TransAlta en vue de l'ajout d'une capacité de production d'énergie propre supplémentaire de 2 GW d'ici 2025. Cette stratégie repose sur deux convictions profondes. Premièrement, le secteur de l'électricité sera à l'avant-garde d'une transition énergétique mondiale vers la carboneutralité, qui entraînera une demande importante de production d'énergie à zéro émission. Deuxièmement, la réussite de la transition énergétique reposera sur un ensemble optimisé d'actifs existants qui produira de l'électricité fiable à un prix concurrentiel à mesure que les marchés adopteront les énergies renouvelables et les nouvelles technologies.

De plus en plus, les clients cherchent des partenaires qui peuvent les aider à atteindre des cibles ambitieuses de décarbonation. L'un des principaux avantages concurrentiels de TransAlta est sa capacité distinctive à répondre à leurs besoins au moyen de solutions énergétiques centrées sur le client en s'appuyant sur un bilan solide, un savoir-faire exceptionnel dans la réalisation de projets de croissance, une expertise de pointe en matière d'exploitation, et des capacités d'optimisation et d'opérations sur les produits énergétiques qui maximisent la fiabilité et les rendements. Notre rendement en 2021 rend compte de résultats solides à l'égard de tous ces facteurs de différenciation.

Bilan solide

En 2021, nous avons continué d'asseoir la solidité financière de la Société. Au cours des deux derniers exercices, nous avons réduit d'environ 31 % le montant des dettes de premier rang. Avec 2,2 milliards de dollars en liquidités, dont près de 950 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie, nous sommes bien positionnés pour réaliser notre stratégie de croissance et saisir davantage d'occasions de créer de la valeur pour nos actionnaires.

Exécution réussie

Dans un exercice où la COVID-19 a mis à l'épreuve notre capacité à réaliser des projets, nos équipes se sont montrées résilientes et ont prouvé qu'elles pouvaient faire progresser les projets de croissance et nos efforts de décarbonation, dans le respect des budgets et des échéanciers établis :

Pembina Pipelines et projet de parc éolien Garden Plain

En mai 2021, nous avons conclu avec Pembina Pipelines un CAÉ de 100 MW sur une durée de 18 ans visant l'électricité et les crédits environnementaux produits par notre projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW situé près de Hanna, en Alberta. Les travaux de construction ont commencé à l'automne 2021, et la mise en service devrait avoir lieu à la fin de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à un montant d'environ 190 millions de dollars à 200 millions de dollars. La capacité résiduelle de 30 MW de Garden Plain sera vendue aux termes d'un contrat ou offerte sur le marché de gros de la production marchande de l'Alberta. Ce projet illustre bien les solutions ESG que nous pouvons offrir à nos clients pour les aider à décarboner leurs activités.

BHP Nickel West et projet d'énergie solaire et de stockage à batteries dans le nord de la région de Goldfields

En juillet 2021, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vue de fournir à BHP Nickel West de l'électricité renouvelable associée à un système de stockage à batteries pour ses activités minières à Mount Keith et à Leinster, en Australie-Occidentale.



La construction du projet d'énergie solaire et de stockage dans le nord de la région de Goldfields de 48 MW a commencé, et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à un montant d'environ 69 millions de dollars australiens à 73 millions de dollars australiens. Le projet permettra à BHP de réduire d'environ 12 % les émissions que génèrent ses activités dans le nord de la région de Goldfields.

Acquisition de parcs solaires en Caroline du Nord

En août 2021, nous avons acquis un portefeuille de 20 parcs solaires en Caroline du Nord pour un montant de 99 millions de dollars américains et la prise en charge des obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux existants. En plus d'ajouter Duke Energy à la liste de nos clients, cette acquisition nous permet d'étendre notre portefeuille de production d'énergie solaire à une région importante des États-Unis, de renforcer nos capacités dans le secteur des énergies renouvelables, et d'approfondir notre expérience dans la mise en valeur et l'exploitation de l'énergie solaire.

Windrise

Le parc éolien Windrise de 206 MW a été mis en service le 10 novembre. Le coût en capital de Windrise s'est élevé à environ 285 millions de dollars, et la production du parc éolien est entièrement visée par un accord d'enlèvement de 20 ans conclu avec l'Alberta Electric System Operator (AESO) dans le cadre de son programme de production d'électricité renouvelable. Le parc éolien Windrise, le plus grand de nos 10 parcs éoliens en exploitation en Alberta, est situé à environ 20 km au sud-ouest de Claresholm, en Alberta. Le parc éolien Windrise générera un BAIIA annuel moyen de 20 à 22 millions de dollars grâce à des flux de trésorerie provenant du contrat à long terme conclu avec une contrepartie ayant une notation de qualité investissement, prolongeant la durée contractuelle de nos flux de trésorerie.

White Rock East et White Rock West

En décembre 2021, nous avons annoncé la signature d'un CAÉ à long terme avec un nouveau client ayant une cote de crédit AA de S&P Global Ratings visant les 300 MW

de capacité de production de nos projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Il s'agit de notre plus grand projet à ce jour aux États-Unis. Aux termes du CAÉ, notre client recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux. La construction devrait commencer à la fin de 2022 et la date de mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2023. Le coût total de la construction est estimé à un montant d'environ 460 millions de dollars américains à 470 millions de dollars américains. Le projet devrait générer un BAIIA annuel total d'environ 42 millions de dollars américains à 46 millions de dollars américains, y compris les crédits d'impôt à la production. White Rock est un autre exemple appuyant notre stratégie centrée sur le client consistant à réaliser la transition vers une énergie carboneutre en développant un portefeuille de projets de qualité afin de répondre à la demande croissante pour de l'électricité renouvelable visée par des contrats.

Transition du charbon au gaz

En 2021, nous avons également converti du charbon au gaz l'unité 6 de la centrale de Sundance, et les unités 2 et 3 de la centrale de Keepphills, en Alberta. Grâce à ces projets, les centrales pourront continuer de répondre aux besoins des consommateurs albertains en leur fournissant de l'électricité fiable à un prix concurrentiel, le tout en générant environ 50 % moins d'émissions. Cette diminution importante des émissions contribue à l'atteinte de notre objectif de réduire les émissions de 75 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2026, une cible phare du secteur.

Même dans les meilleures circonstances, il peut être difficile de réaliser des projets et de clôturer des acquisitions, et 2021 a été une année difficile. Toutefois, j'ai été sans cesse impressionné par l'esprit d'innovation et la souplesse dont ont fait preuve nos équipes de projet pour s'adapter à l'évolution constante des lignes directrices liées à la pandémie et aux vagues successives de COVID-19. En relevant ces défis, nos équipes ont mis en lumière notre stratégie centrée sur le client, qui place TransAlta en tant que partenaire fiable animé d'un profond engagement à l'égard d'une exécution réussie.



Les projets, acquisitions et transitions réalisés et annoncés en 2021, dans l'ensemble des régions où nous exerçons nos activités, ont représenté 30 % de notre objectif de croissance de 2 GW et nous ont permis de réduire nos émissions de GES de 24 % par rapport à l'exercice précédent. Il s'agit là de résultats exceptionnels pour la première année de notre plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans.

Exploitation et optimisation de pointe

Un autre des principaux avantages concurrentiels de TransAlta est sa capacité à exploiter et à optimiser ses actifs existants, particulièrement en Alberta. Tandis que nos équipes chargées de la croissance, des projets et des fusions et acquisitions ont élargi notre portefeuille d'actifs de grande qualité, nos équipes chargées d'exploiter notre portefeuille diversifié existant et d'en maximiser le rendement ont également connu des résultats solides. En 2021, notre nouvelle équipe responsable de l'optimisation de notre rendement sur le marché de la production marchande en Alberta a connu une excellente première année, comme en témoigne la marge brute de 864 millions de dollars générée par une combinaison de centrales hydroélectriques, de parcs éoliens, de centrales alimentées au gaz, de centrales alimentées au charbon et d'installations de stockage d'énergie.

En outre, notre service des opérations sur les produits énergétiques a obtenu d'excellents résultats en 2021, montrant la valeur de notre expertise à l'égard des différents marchés et types d'énergie.

Notre succès est attribuable aux spécialistes en exploitation qui s'occupent de l'exploitation et de la maintenance en toute sécurité de nos centrales. Ces équipes se sont également adaptées au contexte de la COVID-19 pour réaliser des révisions générales, améliorer le rendement de chaque installation et résoudre les problèmes liés à des situations imprévues avec attention et diligence. Les résultats financiers obtenus auraient été impossibles sans la disponibilité que le rendement de premier ordre de nos équipes d'exploitation a permis d'atteindre.

Spécialisées à la fois en exploitation et en optimisation, ces équipes apportent des forces importantes qui nous permettent de nous démarquer tandis que nous rivalisons pour offrir à nos clients des solutions d'énergie visées par des contrats et dégager des rendements solides de nos actifs marchands.

Maintenant que nous entamons la deuxième année de notre plan de croissance de l'électricité propre, nous percevons un ensemble dynamique et toujours croissant de possibilités. Les réalisations de TransAlta en 2021 en ce qui concerne la croissance, la réalisation de projets, l'exploitation, la négociation et l'optimisation ont montré concrètement pourquoi nous sommes bien placés pour saisir de nouvelles possibilités en 2022 et par la suite.

Une organisation prête à prospérer

En tant que nouveau président et chef de la direction, on me demande souvent quelles sont mes priorités pour faire évoluer notre organisation. Notre stratégie mise essentiellement sur la mise en œuvre de notre stratégie de croissance et l'optimisation du rendement de nos actifs existants; cependant, dans le cadre de ces objectifs, nous travaillons également à renforcer la culture et la résilience de TransAlta. J'aimerais mettre en lumière deux éléments importants en 2021 : premièrement, une attention accrue portée aux multiples dimensions de notre culture de la sécurité; et deuxièmement, la préparation aux perturbations.

Progrès réalisés en matière de sécurité et de culture

Dans une organisation comme la nôtre, la question de la sécurité doit d'abord se poser du point de vue de la sécurité physique de nos employés. Comme vous pourrez le lire dans notre rapport annuel, notre performance en matière de sécurité, bien qu'elle soit solide par rapport à celle de nos pairs, est demeurée relativement stable en 2021. Ce résultat n'étant pas celui que nous avions escompté, nous nous sommes engagés à améliorer notre culture de la sécurité en offrant de nouvelles formations et en adoptant de nouvelles approches dans l'ensemble de la Société.



Dans le cadre des mesures générales que nous prenons relativement à la culture organisationnelle, nous cherchons également à promouvoir une meilleure collaboration d'équipe et une meilleure efficacité afin de produire des résultats pour la Société. Nous voulons que nos employés puissent avoir des discussions franches, soulever les questions difficiles et faire part des idées audacieuses qui remettent en question le statu quo. La transition énergétique exigera que nous fassions preuve d'une innovation constante afin de répondre aux besoins en évolution de nos clients. L'innovation commence par l'employé qui se fait entendre. Je veux que chez TransAlta, tous nos employés soient portés par les valeurs fondamentales de la Société et s'expriment avec confiance.

Nous voulons aussi que nos employés se sentent libres d'être eux-mêmes au travail. Notre stratégie en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, qui en est à sa deuxième année, vise à mettre en valeur les multiples dimensions de la diversité et à renforcer notre acceptation à l'égard d'un effectif de plus en plus diversifié. De toute évidence, les entreprises doivent tirer parti de talents provenant de partout, et les obstacles à l'inclusion nuisent profondément au rendement à long terme. Je remercie notre conseil de l'équité, de la diversité et de l'inclusion d'avoir contribué à identifier et à faire tomber les obstacles qu'il restait et, ce faisant, à permettre à TransAlta d'offrir un meilleur milieu de travail et de devenir une organisation plus concurrentielle.

Préparation aux perturbations

Peu d'entreprises peuvent se targuer d'avoir 110 ans. En dirigeant TransAlta jusqu'à aujourd'hui, mes prédécesseurs ont surmonté un grand nombre de perturbations de différentes natures, et notre équipe de direction actuelle surveille continuellement les tendances émergentes qui pourraient avoir une incidence sur notre entreprise.

Cette année, j'aimerais faire part de mes réflexions sur deux sources critiques de perturbations possibles. Il y a d'abord les changements technologiques, qui sont de nature permanente, puis les changements aux politiques, qui sont particulièrement marqués dans notre secteur.

Dans le cadre de notre plan de croissance de l'électricité propre, nous avons mis sur pied une nouvelle équipe responsable des technologies, chargée de renforcer notre expertise en matière de technologies émergentes. Pour atteindre la carboneutralité, il faudra concevoir et déployer à grande échelle des technologies révolutionnaires. Il est essentiel que TransAlta comprenne bien le potentiel qu'ont ces technologies de contribuer à faire croître et à protéger notre entreprise. Nos travaux en ce sens ont mené à un investissement dans Ekona Power Inc. (annoncé en février 2022), une entreprise en phase de démarrage, et nous continuerons de faire des investissements stratégiques dans l'avenir. Nous renforcerons ainsi notre position en tant que partenaire en matière d'énergie propre centré sur le client et atténuerons les risques liés à la technologie pour nos actifs marchands.

En 2021, le gouvernement du Canada s'est engagé à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035. Il s'agit d'une priorité clé, puisque l'électrification sera essentielle à l'atteinte des objectifs de décarbonation à l'échelle de l'économie. Ce n'est là qu'un seul exemple des changements qui sont apportés aux politiques dans tous nos marchés. À mesure que les gouvernements élaborent les politiques et les règlements nécessaires pour accomplir la transition vers la carboneutralité, nous prévoyons que des perturbations feront naître des possibilités et des risques nouveaux dans le secteur mondial de l'électricité.

D'une certaine façon, TransAlta continue de répondre à ces perturbations comme elle l'a toujours fait, soit en fournissant des conseils éclairés en matière de politiques et en réfléchissant sérieusement à des solutions efficaces sur les plans de la fiabilité, du coût et de la réduction des émissions. Je suis fier de dire que nous sommes demeurés une voix crédible dans les discussions relatives aux politiques sur le climat. En 2021, nous avons amélioré notre capacité de modélisation en Alberta dans le cadre de notre engagement visant l'optimisation du portefeuille. Ce faisant, nous avons aussi renforcé notre capacité à fournir des conseils pratiques aux gouvernements tout au long de leurs processus d'élaboration de politiques. Nous sommes convaincus que le portefeuille de TransAlta est conçu de manière



à permettre la réduction des émissions dans l'avenir. En 2021, nous avons renforcé nos capacités d'analyse afin de soutenir notre vision à long terme et de nous préparer aux importantes discussions à venir concernant les politiques.

Notre plan de croissance de l'électricité propre permettra également de réduire considérablement notre exposition aux perturbations liées aux politiques. L'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale Sundance pour en faire une centrale alimentée au gaz naturel est probablement l'une des plus importantes décisions que j'ai prises au cours des premiers mois de mon mandat en tant que président et chef de la direction. L'évolution des politiques observée par la suite n'a fait qu'affermir ma confiance à l'égard de cette décision. Notre plan de croissance est axé sur les énergies renouvelables, afin de protéger notre rendement financier des risques politiques liés au carbone, et sur la conclusion de contrats à long terme, afin de réduire notre exposition aux répercussions des changements apportés aux politiques dans les marchés de la production marchande.

Une décennie après l'amorce du deuxième siècle d'exploitation de TransAlta, je suis heureux des progrès que nous avons réalisés en 2021 pour faire évoluer notre culture d'entreprise, mieux nous préparer aux éventuelles perturbations et continuer de gérer et d'atténuer les principaux risques.

Toujours plus forts

Je sais pertinemment que notre réussite de 2021 repose sur le travail et la vision d'un grand nombre d'employés de TransAlta, actuels ou anciens.

Au cours de la dernière année, nous avons complètement abandonné le charbon au Canada. La fin de nos activités de combustion du charbon aux centrales de Highvale, de Sundance et de Keephills a entraîné le départ d'un grand nombre de nos employés, dont beaucoup avaient consacré des dizaines d'années de leur vie professionnelle aux activités fiables de nos centrales alimentées au charbon depuis la mise en service de celles-ci dans les années 1970. Tout au long de cette transition difficile, les hommes et les femmes les plus

touchés ont fait preuve de dévouement, d'engagement, de professionnalisme et d'excellence. Ils sont des modèles pour nous tous; les efforts extraordinaires qu'ils ont déployés et leurs nombreuses contributions feront à jamais partie de l'identité et de l'histoire de la Société.

Nous transmettons également nos plus chaleureux remerciements à Dawn Farrell, qui a quitté ses fonctions de présidente et chef de la direction de TransAlta le 31 mars 2021. J'ai beaucoup d'admiration pour M^{me} Farrell, avec qui j'ai travaillé étroitement pendant près d'une décennie. J'ai appris à ses côtés en voyant son leadership, son intégrité, son engagement envers TransAlta et sa vision pour la Société. Elle a dirigé la Société dans une période de transformation et a permis à TransAlta de se poser en tant que chef de file de la production d'électricité propre dans trois pays, la Société étant bien positionnée pour tirer parti des possibilités de l'économie carboneutre que nous cherchons tous à atteindre. Son héritage perdurera.

Tandis que nous présentons les résultats d'un exercice exceptionnel et que nous nous tournons vers l'avenir, je profite de l'occasion pour remercier sincèrement notre conseil d'administration pour son soutien, ses conseils et sa sagesse. Ses membres sont dévoués envers la Société, ses valeurs et sa mission de fournir l'électricité propre dont notre monde aura besoin dans l'avenir.

Nous remercions nos investisseurs pour leur engagement soutenu envers TransAlta. Notre Société a connu une année sans pareille, et je suis honoré de diriger une équipe de gens qui travaillent sans relâche pour atteindre des résultats exceptionnels. Je suis heureux d'annoncer que tout porte à croire que notre réussite se poursuivra en 2022.

John Kousinioris
Président et chef de la direction
Le 23 février 2022

Chers actionnaires



J'ai l'honneur et l'immense privilège de présider le conseil d'administration de TransAlta Corporation depuis le deuxième trimestre de 2020, période où est apparue la COVID-19 qui allait changer notre façon de travailler et de vivre.

En 2021, nos activités ont continué d'être touchées par la pandémie, particulièrement dans le cadre de notre initiative d'abandon du charbon au Canada, pour laquelle des centaines d'entrepreneurs devaient collaborer avec notre personnel d'exploitation pendant de longues périodes. Je suis heureux d'annoncer que cette initiative importante a été achevée essentiellement dans les délais et les limites du budget, et nous n'avons eu qu'un nombre limité d'incidents liés à la COVID. Cela témoigne de la capacité du siège social et des équipes de direction sur le terrain de TransAlta de s'adapter rapidement à l'adoption de nouveaux protocoles liés à la COVID au fil de l'évolution du virus. Pour ajouter à la difficulté, notre principal marché, l'Alberta, est devenu un marché entièrement axé sur la production marchande le 1^{er} janvier 2021 avec l'expiration des contrats d'achat d'électricité dans cette province, ce qui a modifié considérablement notre façon d'exploiter nos centrales de production. Encore une fois, les équipes de direction ont œuvré avec brio dans ce nouveau marché, si bien que 2021 a été un exercice record sur le plan financier.

Le 1^{er} avril 2021, John Kousinioris a succédé à Dawn Farrell à titre de président et chef de la direction. J'aimerais souligner la contribution remarquable de M^{me} Farrell à TransAlta durant sa longue carrière au sein de la Société, particulièrement dans le rôle de présidente et chef de la direction qu'elle a occupé au cours de la dernière décennie. Au cours de sa brillante carrière

de 35 ans dans le domaine de l'électricité, elle a acquis la vaste expérience et la sagesse nécessaires pour mener de main de maître l'initiative d'abandon du charbon de la Société. M^{me} Farrell a transformé nos principales activités et a préparé minutieusement le terrain pour que l'organisation et son successeur connaissent le succès en son absence. Elle a joué un rôle essentiel pour assurer une transition harmonieuse afin que M. Kousinioris puisse prendre les rênes. Grâce aux contributions de M^{me} Farrell, TransAlta est aujourd'hui en bien meilleure position que lorsqu'elle a accepté le poste de chef de la direction. Sa présence et sa contribution nous manqueront.

Lorsque le nouveau président et chef de la direction, John Kousinioris, a pris la barre en avril, l'orientation stratégique de la Société était bien établie et comprise. Il a mis en œuvre cette stratégie avec beaucoup d'efficacité pendant le reste de 2021, malgré les difficultés posées par l'évolution de la pandémie. TransAlta renforce ainsi son rôle de chef de file en matière de production d'électricité renouvelable et de solutions de réduction des émissions pour ses clients.

Nous sommes également redevables à des administrateurs qui quittent le conseil, Yakout Mansour et Georgia Nelson, pour leur long service auprès de la Société et leurs apports. J'aimerais également souligner le départ de Richard Legault. Même si son mandat a été plus court que ceux de M. Mansour et de M^{me} Nelson, il a tout de même apporté une contribution importante au conseil. Ce renouvellement du conseil présente également un avantage, puisque nous pouvons maintenant remanier le conseil en misant sur les compétences nécessaires pour soutenir l'orientation future de la Société. Je suis très heureux de la qualité des nouveaux membres du conseil que nous avons été en mesure d'attirer en 2021 – et qui ont tous déjà apporté une contribution importante à la Société. Les quatre nouveaux membres du conseil d'administration sont Laura Folse, Thomas O'Flynn, James Reid et Sarah Slusser.

La réponse de la direction au fil de l'évolution de la pandémie et des restrictions et règlements a été, à mon avis, parmi les meilleures du secteur. La direction de TransAlta a souvent été sollicitée par ses pairs du secteur, qui lui demandaient des conseils sur la façon de mettre en place des programmes similaires dans leurs entreprises. Le virus continue d'avoir des répercussions sur notre effectif et nos activités, mais notre équipe a obtenu un excellent rendement alors que la plupart des employés travaillaient à distance. J'ai bon espoir que nous pourrions retourner au bureau en 2022 et j'ai hâte de découvrir

les nouvelles réussites que nous aurons cette année. Le retour du travail en présentiel permettra de rafraîchir la culture et de ranimer la collaboration entre nos équipes, ce qui contribuera à prolonger le succès que nous avons connu en 2021.

Je continue d'être fier de la façon dont le conseil d'administration et la direction ont travaillé ensemble pour faire face à la pandémie en 2021. Comme toutes les entreprises, nous avons dû adopter de nouvelles façons de collaborer virtuellement et avons appris à travailler ensemble, mais à distance. Je suis également fier des efforts soutenus, de la souplesse, de la capacité d'adaptation et de la résilience dont a fait preuve l'ensemble de l'organisation tout au long de l'année. Bien que certaines équipes aient pu retourner au bureau de temps en temps, selon les restrictions en vigueur dans leur région, la plupart des gens ont travaillé à distance en 2021. Nos équipes ont prouvé qu'elles pouvaient relever le défi d'obtenir les résultats exceptionnels de cet exercice dans le cadre d'un modèle de télétravail décentralisé. L'équipe de TransAlta a atteint, voire dépassé, presque tous ses principaux objectifs.

Nous sommes également ravis d'être à nouveau reconnus comme un leader du secteur en matière de gouvernance d'entreprise, notre rang au classement intitulé «Board Games» du *Globe and Mail* étant passé de 14 en 2020 à 6 en 2021. Cette reconnaissance témoigne de la performance de la Société en tant que leader du secteur en matière de gouvernance d'entreprise et de communication de l'information. Notre classement surpasse celui de nos pairs, ce qui me rend très fier. L'importance de la diversité, au sein tant de l'organisation que du conseil d'administration, est bien comprise chez TransAlta et nous sommes résolument déterminés à atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

Comme il a déjà été mentionné, en 2021, nous avons achevé la conversion au gaz naturel de nos centrales au charbon en Alberta. À présent, le charbon a été abandonné dans l'ensemble de notre portefeuille canadien – soit neuf ans plus tôt que l'exigence du gouvernement de l'Alberta d'avoir mis fin à la production d'électricité à partir du charbon en 2030. Cette réalisation marque un pas important vers notre objectif ultime de décarbonation de la Société, dans le but d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et de contribuer vivement à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions du Canada. L'abandon du charbon est essentiel également pour notre principale stratégie consistant à fournir aux clients de l'énergie fiable, à faible coût et à

faibles émissions. Nous savons toutefois que l'abandon du charbon a une incidence négative sur un grand nombre de nos employés. Les employés à qui nous avons dit au revoir en 2021 méritent que l'on fasse l'éloge de leur professionnalisme et de leur dévouement tout au long de cette transition. Nous sommes reconnaissants de leur travail, non seulement pendant la transition, mais aussi au fil des décennies pendant lesquelles ils ont consacré leur vie professionnelle à l'exploitation des centrales. Leur contribution a été un élément essentiel de notre succès depuis les premières activités de production au charbon en 1970.

En septembre, à l'occasion de notre journée des investisseurs, nous avons lancé notre plan de croissance de l'électricité propre qui guidera la stratégie de la Société jusqu'à 2025 et par la suite. TransAlta détient un portefeuille diversifié et un portefeuille de croissance comptant une filière de développement de plus de 3 GW. Nous sommes un chef de file en matière d'énergie propre et portons une attention particulière aux questions ESG. Notre situation financière n'a jamais été aussi forte depuis plusieurs décennies. Nous connaissons une croissance stimulante et comptons faire passer la production à partir d'énergies renouvelables, s'établissant actuellement à 35 %, à 70 % au cours des cinq prochaines années.

En 2022, nous espérons que nous pourrions voir un plus grand nombre de nos amis, collègues et pairs en personne. Innovatrice et souple, notre organisation est déterminée à s'acquitter de son mandat en tant que producteur d'électricité indépendant. Au nom de votre conseil d'administration, je puis vous assurer que TransAlta demeure résolue à accélérer la croissance du portefeuille d'énergie renouvelable et à mettre en valeur des projets centrés sur le client. Nous avons adopté une stratégie solide pour répondre aux besoins actuels et futurs en électricité propre.



John P. Dielwart
Président du conseil d'administration
Le 23 février 2022


Qui nous sommes

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au pays. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement recourant à un large éventail de sources d'énergie, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique.

Notre culture d'entreprise : au cœur de notre réussite

Notre vision est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre, soucieux d'assurer un avenir durable.

Notre mission est de fournir de l'électricité propre, sécuritaire, fiable et à faible coût.

| | |
|--|---|
| Nos valeurs |  |
| Sécurité Innovation Développement durable Respect Intégrité | <p>Nos valeurs définissent notre culture d'entreprise. Elles reflètent nos compétences et notre philosophie, tout en fournissant un cadre pour tout ce que nous entreprenons, orientant à la fois la conduite en interne et les activités externes.</p> |

Nos gens : notre principal atout

Nos employés sont au cœur de la création de valeur. Notre culture d'entreprise a évolué et s'est adaptée tout au long de notre existence de plus de 110 ans. Grâce aux initiatives et au soutien de l'entreprise à tous les échelons de la direction, nous encourageons nos employés à maximiser leur potentiel.

| | |
|--|---|
| Santé et sécurité ✓ La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos valeurs fondamentales. Chaque année, nous investissons des ressources importantes dans l'amélioration de nos performances en matière de sécurité, notamment en renforçant notre culture de la sécurité. | Fidélisation et reconnaissance des employés ✓ Nous nous efforçons d'être un employeur de choix grâce à notre programme de rémunération globale, qui inclut divers plans incitatifs conçus pour aligner le rendement sur nos objectifs annuels et à long terme déterminés annuellement par le conseil. |
| Équité, diversité et inclusion ✓ Nous croyons qu'en mettant l'accent sur l'équité, la diversité et l'inclusion, nous stimulerons l'innovation, améliorerons le service à la clientèle et aurons une incidence favorable sur les collectivités dans lesquelles nous vivons. | Développement du talent et perfectionnement des employés ✓ Investir dans le perfectionnement de nos employés permet de renforcer leurs compétences et d'améliorer leur productivité et leur engagement. Cela contribue à une culture d'entreprise forte, qui apporte une valeur ajoutée à TransAlta. |

► Se reporter à la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif», aux pages RG123 à RG129 pour plus de précisions.

Notre portefeuille de production



Nous exploitons un portefeuille diversifié d'actifs de production d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie constitué d'installations hydroélectriques, éoliennes, solaires, de stockage à batteries, alimentées au gaz et appartenant au secteur Transition énergétique. Le secteur Transition énergétique a été créé à la suite de l'abandon du charbon comme source de combustible.



Hydroélectricité

- Faible coût variable
- L'eau est une ressource limitée et entreposable
- Optimisation des débits
- Capacité de super pointe, production par nécessité, produits des marchés auxiliaires

Énergie éolienne et énergie solaire

- Faible coût variable
- Preneur de prix
- Prix non corrélés aux événements/conditions météorologiques

Stockage à batteries

- Réponse en fréquence rapide
- Décalage temporel de l'utilisation de l'énergie éolienne et de l'hydroélectricité produites
- Sert les marchés auxiliaires

Gaz et Transition énergétique

- Peu d'investissement
- Capacité de base et capacité de pointe
- Plus concurrentiel que les nouvelles centrales alimentées au gaz naturel à cycle combiné



TransAlta est 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.

► Se reporter aux pages RG5 à RG14 pour plus de précisions sur notre portefeuille d'actifs.

Répartition géographique : rayonnement international

Canada

Nos activités sont nées en Alberta il y a plus de 100 ans avec la construction de notre première centrale hydroélectrique. Aujourd'hui, nous exerçons nos activités à l'échelle du pays afin de fournir l'électricité dont les Canadiens ont besoin au quotidien.

1911

Mise en service de la première installation

5 718 MW

Capacité installée brute

60 installations

En exploitation

Australie

TransAlta Energy Australia s'appuie sur notre présence au pays depuis 20 ans. De nouveaux investissements importants ont été faits au cours des dernières années.

1996

Mise en service de la première installation

450 MW

Capacité installée brute

6 installations

En exploitation

États-Unis

Nos activités aux États-Unis ont commencé avec Centralia, dans l'État de Washington. Depuis, notre portefeuille aux États-Unis s'est élargi pour inclure des actifs de production alimentés au gaz, hydroélectriques, solaires et éoliens.

2000

Acquisition de la première installation

1 219 MW

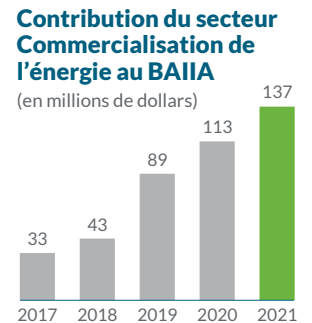
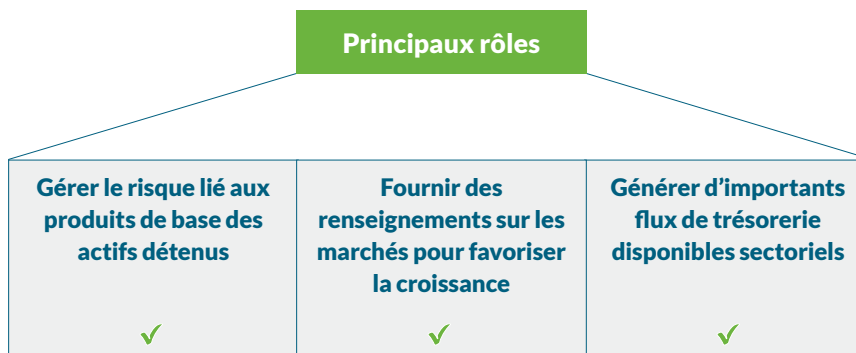
Capacité installée brute

10 installations

En exploitation

Commercialisation de l'énergie : accroissement de la valeur

Au fil des ans, l'expansion et les investissements réalisés nous ont permis de bâtir des activités de commercialisation de l'énergie de pointe qui offrent continuellement de la valeur dans l'ensemble du portefeuille, nous aident à atteindre nos objectifs de croissance et procurent à TransAlta un important apport en espèces. Le secteur Commercialisation de l'énergie, dont le rendement a dépassé celui de l'exercice précédent, continue de contribuer grandement à l'entreprise.





Nos réalisations

TransAlta a connu un exercice exceptionnel. Nous nous sommes positionnés en tant que chef de file de la production d'électricité propre en portant une attention particulière aux questions ESG. Nos résultats financiers de 2021 ont été remarquables, ce qui nous procure une solide assise financière pour mettre en œuvre notre stratégie de croissance.

Prix et reconnaissances

Au cours des dernières années, TransAlta a été reconnue pour son rendement à titre d'exploitant responsable et de membre à part entière des collectivités au sein desquelles ses employés travaillent et vivent. Notre performance ESG continue d'être soulignée.

Indice d'égalité des sexes de Bloomberg

Un indice pondéré en fonction de la capitalisation boursière qui suit la performance de sociétés ouvertes déterminées à favoriser la transparence dans la présentation de l'information sur l'égalité des sexes.



Excellente note de B du CDP

Supérieure à la moyenne pour l'Amérique du Nord, qui se situe à C, notre note est aussi le meilleur résultat obtenu par une entreprise du secteur de la production d'énergie thermique.



Sixième rang au classement intitulé «Board Games» du *Globe and Mail* (note de 97 sur 100)

Ce classement évalue le travail des plus grands conseils d'administration au Canada en fonction d'un ensemble rigoureux de critères de gouvernance (allant bien au-delà du minimum fixé par les organismes de réglementation).



Sondage «Women Lead Here» du *Globe and Mail*

Le sondage «Women Lead Here» du *Globe and Mail* vise à établir une norme de référence relative à la diversité des genres pour les entreprises canadiennes.



Prix Governance Gavel Award : meilleure information sur les pratiques de gouvernance

La Coalition canadienne pour une bonne gouvernance reconnaît l'excellence des communications des émetteurs avec les actionnaires au moyen des circulaires de sollicitation de procurations annuelles.



Rapport intitulé «Green Utilities Report 2020» d'Energy Intelligence

Le rapport annuel sur les services publics verts établit un palmarès de 100 entreprises figurant parmi les plus importants producteurs d'électricité au monde et représentant près de la moitié de la capacité mondiale.



Conseil canadien pour l'entreprise autochtone

Nous avons obtenu la certification Bronze dans le cadre du programme Relations Progressistes avec les Autochtones pour nos relations et nos partenariats avec les Autochtones.



Diversio

TransAlta est la première société ouverte du secteur de l'énergie à être certifiée par Diversio pour son programme d'équité, de diversité et d'inclusion.



Centraide

Nous sommes lauréats du prix «Un million de mercis!» de Centraide depuis 2001.



En bref : rendement exceptionnel

9,4 milliards de dollars

Valeur d'entreprise¹

Bilan solide et gestion rigoureuse du capital

110 ans

Expérience dans la production d'énergie

Le fondement de notre stratégie ciblée

3,6 milliards de dollars

Capitalisation boursière¹

Inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE

1,26 milliard de dollars

BAIIA ajusté de 2021²

Augmentation de 336 millions de dollars par rapport à celui de 2020

7 400 MW

Portefeuille diversifié

76 installations de production dans 3 pays

29 millions de tonnes

Réduction des émissions de GES depuis 2005

De 9 % à 10 % de la cible du Canada en vertu de l'Accord de Paris

2 800 MW

Capacité installée d'énergie renouvelable

Notre propriété consolidée en 2021

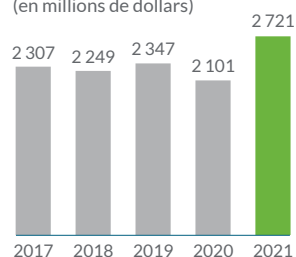
2,72 milliards de dollars

Produits des activités ordinaires pour 2021

Augmentation de 620 millions de dollars par rapport à ceux de 2020

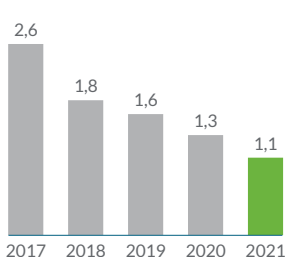
Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

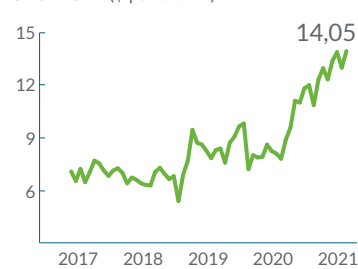


Dettes de premier rang

(en milliards de dollars)



Rendement des actions à la TSX (\$ par action)

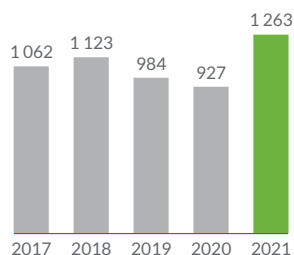


¹ À la clôture des marchés le 23 février 2022.

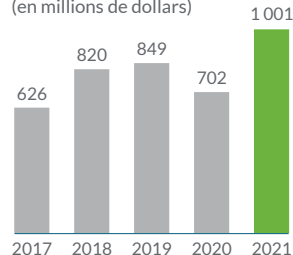
² Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter aux pages RG56 à RG59 pour plus de détails.

► Se reporter à la rubrique «Faits saillants» aux pages RG15 à RG18 pour plus de détails.

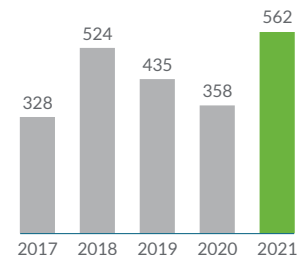
BAIIA ajusté¹
(en millions de dollars)



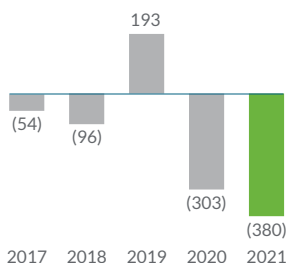
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation
(en millions de dollars)



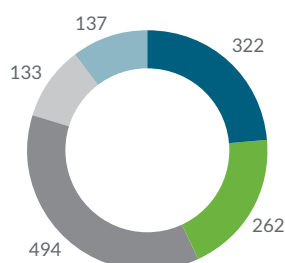
Flux de trésorerie disponibles¹
(en millions de dollars)



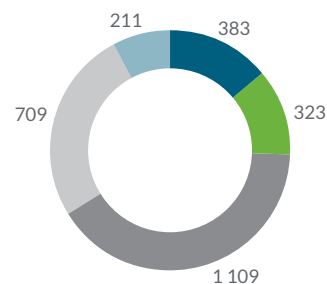
Résultat avant impôts sur le résultat (en millions de dollars)



BAIIA ajusté de 2021^{1,2}
(en millions de dollars)



Produits des activités ordinaires pour 2021² (en millions de dollars)



■ Hydroélectricité ■ Énergie éolienne et énergie solaire ■ Gaz
■ Transition énergétique ■ Commercialisation de l'énergie

¹ Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter aux pages RG56 à RG59 pour plus de détails.

² Ne tient pas compte des résultats du secteur Siège social et des financements donnant droit à des avantages fiscaux.

3,0 millions de dollars

Investissement dans les collectivités en 2021

Jeunesse et éducation, leadership en matière d'environnement et santé et bien-être des collectivités

1 280

Employés

Notre principal atout, au cœur de la création de valeur

38 %

Femmes à des postes de haute direction

Ce pourcentage est supérieur à celui de nos pairs au Canada

42 %

Femmes au sein du conseil d'administration

Représentation féminine de 50 % visée d'ici 2030

► Se reporter aux pages RG84 à RG143 pour plus de précisions sur notre gestion et notre performance en matière d'ESG.

Prochaines étapes

Nous croyons que la décennie 2020 sera marquée par une importante expansion de l'énergie propre, et nous nous réjouissons du rôle que jouera TransAlta. Nous nous appuyons sur notre parcours éprouvé ainsi que sur notre expertise et notre expérience pour relever le défi.

Priorités stratégiques : 2021 à 2025

Notre objectif stratégique est d'investir dans des solutions d'énergie propre qui répondent aux besoins de nos clients industriels et des collectivités. Nous investissons de manière disciplinée dans des projets qui aident nos clients et les collectivités à atteindre leurs objectifs ESG et qui offrent des rendements à nos actionnaires.

| | |
|---|--|
| 1 | <p>Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client</p> <p>Nous augmentons notre capacité provenant d'énergies renouvelables et prévoyons fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement de 3 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.</p> |
| 2 | <p>Adopter une approche de diversification ciblée</p> <p>Notre priorité est d'accroître notre base d'actifs dans nos principales zones géographiques (le Canada, l'Australie et les États-Unis) afin de renforcer la diversification et la création de valeur.</p> |
| 3 | <p>Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital</p> <p>Grâce à nos solides flux de trésorerie, nous disposons d'une importante réserve de fonds pouvant être allouée à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes et le rachat d'actions.</p> |
| 4 | <p>Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie</p> <p>Nous comptons répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions et des technologies innovatrices de production d'énergie à partir de la deuxième moitié de la décennie.</p> |
| 5 | <p>Piloter l'élaboration de politiques ESG</p> <p>Nous participons activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité à zéro émission que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie.</p> |
| 6 | <p>Traverser avec succès la pandémie de COVID-19</p> <p>Nous entendons continuer de répondre efficacement à la COVID-19 et planifier un retour au bureau sécuritaire.</p> |

Piliers de développement durable : notre engagement

Nos principaux piliers stratégiques en matière de développement durable, ou de questions ESG, s'appuient sur notre stratégie d'entreprise et sont présents dans toutes nos activités. Certains domaines font déjà partie de notre culture d'entreprise, et notre bilan témoigne de notre engagement à l'égard du développement durable. Dans d'autres domaines pour lesquels nous nous sommes fixé des objectifs au cours des dernières années, 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 de développement durable sont les suivants :

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

► Se reporter aux pages RG84 à RG143 pour plus de précisions sur notre gestion et notre performance en matière d'ESG.

Objectifs en matière de développement durable : obtenir des résultats

Nos cibles de développement durable pour 2022 et au-delà soutiennent le succès à long terme de notre entreprise de sorte que la Société maintiendra sa position de leader en matière de questions ESG dans l'avenir. Les objectifs et les cibles sont fixés pour accroître notre performance ESG et gérer les enjeux importants émergents liés au développement durable.

| | | | |
|---|---|--|---|
| Environnement | | Gouvernance | |
| Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière | ✓ | Renforcement de l'égalité des sexes | ✓ |
| Gestion responsable de l'eau | ✓ | Leadership en matière de présentation d'informations sur les questions ESG dans l'information financière | ✓ |
| Réduction des émissions de GES | ✓ | | |
| Société | | Questions environnementales et sociales | |
| Réduction des incidents liés à la sécurité | ✓ | Transition vers d'autres énergies que le charbon | ✓ |
| Soutien pour des communautés autochtones prospères | ✓ | Solutions d'énergie propre pour les clients | ✓ |

► Se reporter à la rubrique «Performance en matière de développement durable de 2021» aux pages RG90 à RG93 pour plus de précisions.

Les ODD des Nations Unies : notre base de référence

Nous fixons nos objectifs et cibles en nous appuyant sur les objectifs de développement durable des Nations Unies et sur le référentiel Future-Fit Business. TransAlta est engagée à décarboner sa production d'énergie et à accélérer la croissance de la production d'énergie propre. Nous sommes convaincus que nous pouvons avoir une plus grande incidence positive relativement à l'ODD 7, *Énergie propre et d'un coût abordable*, et à l'ODD 13, *Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques*, des Nations Unies, tout en appuyant plusieurs autres ODD.



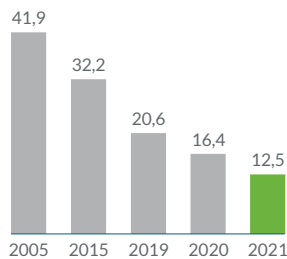
► Se reporter à la rubrique «Cibles de développement durable pour 2022 et au-delà» aux pages RG87 à RG90 pour plus de précisions sur nos cibles et sur leur lien avec les ODD.

Gestion des changements climatiques : paver la voie

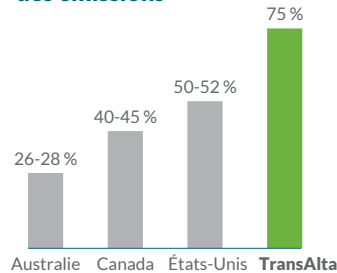
TransAlta reconnaît le défi que représentent les changements climatiques pour la société et ses activités à l'heure actuelle et dans l'avenir. Nous sommes aux premières lignes d'échanges ouverts et transparents sur les changements climatiques depuis le début des années 1990, lorsque nous avons appuyé la conception du programme Mesures volontaires et Registre du Défi-climat canadien.

Depuis 2005, nous avons fait d'importants progrès dans la réduction de nos émissions. Nous avons réduit les émissions annuelles de GES de plus de 29 millions de tonnes, ce qui représente entre 9 % et 10 % de la cible du Canada aux termes de l'Accord de Paris, qui vise une réduction de 40 % à 45 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005.

Émissions de GES de TransAlta (en millions de tonnes de CO₂)



Cibles de réduction des émissions¹



De 2000 à 2021, nous avons fait passer notre capacité nominale provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 800 MW.

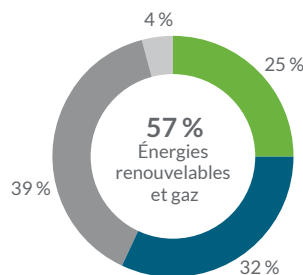
► Se reporter aux pages RG94 à RG112 pour plus de précisions sur notre gestion des changements climatiques.

¹ Les cibles nationales visent une réduction d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005; les cibles de TransAlta visent une réduction d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015.

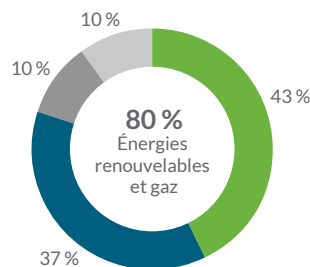
Transition vers l'énergie propre : résultats

TransAlta est actuellement dans une phase de transition pluriannuelle visant à convertir ou à mettre hors service toutes ses unités thermiques au charbon d'ici la fin de 2025. En 2021, nous avons réalisé cette transition au Canada, nos centrales munies de chaudières auparavant alimentées au charbon fonctionnant désormais uniquement au gaz. Notre centrale alimentée au charbon restante aux États-Unis s'est engagée à cesser ses activités le 31 décembre 2025, dans le cadre du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill*.

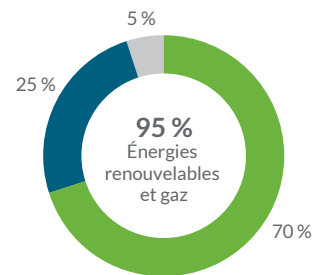
BAIIA par secteur de 2015



BAIIA par secteur de 2021



BAIIA par secteur de 2025²



■ Énergies renouvelables ■ Gaz ■ Charbon ■ Commercialisation de l'énergie

² Après la mise hors service de Centralia.

Croissance de l'électricité propre : plan accéléré

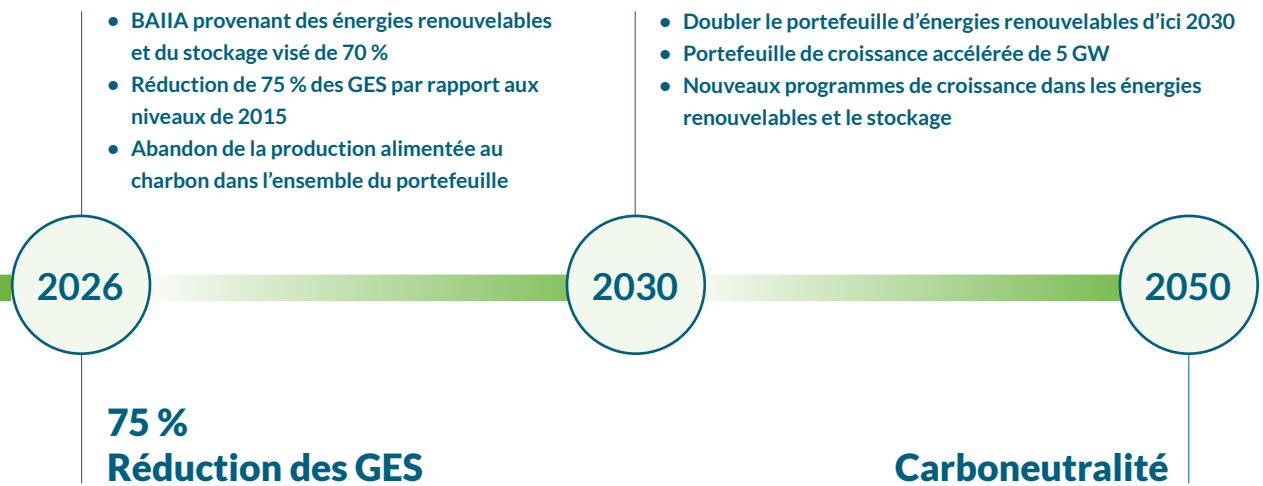
En septembre, TransAlta a annoncé de nouveaux objectifs dans le plan de croissance de l'électricité propre. Le fait que nous nous concentrons davantage sur la production d'énergie à partir de sources renouvelables et sur les solutions de stockage pour les clients s'explique en grande partie par la nécessité de décarboner notre Société et les entreprises de nos clients, et par l'augmentation de la demande pour des sources de production d'énergie renouvelable dans les territoires où nous exerçons nos activités et ailleurs.



Après 2030 : technologies révolutionnaires

Après 2030, nous comptons atteindre notre cible de carboneutralité en explorant diverses technologies émergentes qui nous permettront de réaliser nos objectifs de réduction des émissions. Nous voulons nous positionner en tant que chef de file éclairé dans le domaine des énergies renouvelables en offrant des solutions adaptées à notre Société, à nos clients et aux collectivités que nous servons.

► Se reporter à la rubrique «Plan accéléré de croissance de l'électricité propre» aux pages RG11 à RG14 pour plus de précisions.





Rapport de gestion

Table des matières

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2021 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2021 pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada telles que publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 décembre 2021. Tous les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens à moins d'indication contraire et sauf les montants par action qui sont présentés en dollars entiers à deux décimales près. Tous les autres montants présentés dans le présent rapport de gestion sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 23 février 2022. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation («TransAlta», «nous», «notre», «nos» ou la «Société»), y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, 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 *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

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

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

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

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

Description des activités

Portefeuille d'actifs

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

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

| Au 31 décembre 2021 | | Hydro- électricité | Énergie éolienne et énergie solaire ⁴ | Gaz ^{4,5} | Transition énergétique ⁶ | Total |
|---------------------------------------|--|-----------------------|---|--------------------|--|--------------|
| Alberta | Capacité installée brute (MW) ¹ | 834 | 636 | 1 960 | 801 | 4 231 |
| | Nombre de centrales | 17 | 13 | 7 | 2 | 39 |
| | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ² | — | 7 | 1 | — | 2 |
| Canada, sans l'Alberta | Capacité installée brute (MW) ¹ | 91 | 751 | 645 | — | 1 487 |
| | Nombre de centrales | 9 | 9 | 3 | — | 21 |
| | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ³ | 7 | 10 | 6 | — | 8 |
| États-Unis | Capacité installée brute (MW) ¹ | — | 519 | 29 | 671 | 1 219 |
| | Nombre de centrales | — | 7 | 1 | 2 | 10 |
| | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ³ | — | 12 | 4 | 4 | 8 |
| Australie | Capacité installée brute (MW) ¹ | — | — | 450 | — | 450 |
| | Nombre de centrales | — | — | 6 | — | 6 |
| | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ³ | — | — | 17 | — | 17 |
| Total | Capacité installée brute (MW)¹ | 925 | 1 906 | 3 084 | 1 472 | 7 387 |
| | Nombre de centrales | 26 | 29 | 17 | 4 | 76 |
| | Durée de vie contractuelle moyenne pondérée³ | 1 | 9 | 5 | 2 | 5 |
| | | | | | | |

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Transition vers l'énergie propre

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Compte tenu de la conversion réussie de l'unité 3 de la centrale de Keephills le 29 décembre 2021 et de la fermeture de la mine de charbon de Highvale le 31 décembre 2021, les centrales thermiques de TransAlta en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel. Nous avons réduit nos émissions de CO₂ de 61 % par rapport aux niveaux de 2015.

Changements apportés à la structure d'information sectorielle

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

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

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

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

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Hydro- électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commer- cialisation de l'énergie | Siège social et autres | Total |
|--|-----------------------|--|------------------|--|--|---------------------------|--------------|
| Alberta | 308 | 63 | 269 | 59 | — | (85) | 614 |
| Canada, sans l'Alberta | 14 | 120 | 75 | — | 137 | — | 346 |
| États-Unis | — | 79 | 10 | 74 | — | — | 163 |
| Australie | — | — | 140 | — | — | — | 140 |
| Total du BAIIA ajusté³ | 322 | 262 | 494 | 133 | 137 | (85) | 1 263 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | | | | | | | (380) |

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Hydro- électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commer- cialisation de l'énergie | Siège social et autres | Total |
|--|-----------------------|--|------------------|--|--|---------------------------|--------------|
| Alberta | 88 | 18 | 151 | 36 | — | (81) | 212 |
| Canada, sans l'Alberta | 17 | 153 | 88 | — | 113 | — | 371 |
| États-Unis | — | 77 | 4 | 139 | — | — | 220 |
| Australie | — | — | 124 | — | — | — | 124 |
| Total du BAIIA ajusté³ | 105 | 248 | 367 | 175 | 113 | (81) | 927 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | | | | | | | (303) |

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

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

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

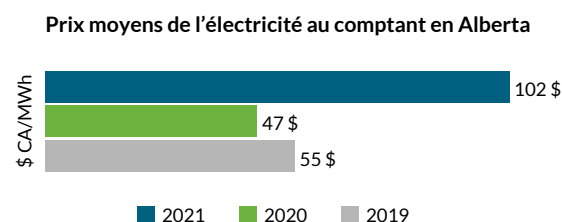
Portefeuille de centrales électriques en Alberta

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Plan accéléré de croissance de l'électricité propre

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

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

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

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

- Fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement ciblé de 3 milliards de dollars d'ici la fin de 2025. Ces nouveaux actifs, une fois pleinement opérationnels, devraient générer un BAIIA annuel moyen¹ supplémentaire de 250 millions de dollars.
- Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client grâce au déploiement de notre filière de développement de 3 GW.
- Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.
- Réaliser une diversification et une création de valeur ciblées en nous concentrant sur l'expansion de notre plateforme dans chacune de nos principales zones géographiques (Canada, États-Unis et Australie).
- Piloter l'élaboration de politiques ESG pour permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.
- Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie et le potentiel d'investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.

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

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

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

Croissance

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

Acquisition annoncée

Parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a réalisé l'acquisition annoncée précédemment d'un portefeuille de parcs solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord»). Ce portefeuille se compose de 20 parcs solaires photovoltaïques situés en Caroline du Nord. Les parcs sont entrés en service entre novembre 2019 et mai 2021 et sont tous opérationnels. Le portefeuille est garanti par des CAÉ à long terme conclus avec Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque parc. Les parcs solaires en Caroline du Nord devraient générer un BAIIA annuel moyen² d'environ 9 millions de dollars américains et des liquidités disponibles à des fins de distribution annuelles moyennes d'environ 7 millions de dollars américains.

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

Projets en construction

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

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

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

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

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

Projets à un stade de développement avancé

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

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

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

Projets aux premiers stades de développement

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

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

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

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

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dépenses d'investissement de maintien

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

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|------------|------------|------------|
| Total des dépenses d'investissement de maintien | 199 | 157 | 141 |

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

Capacité de produire des résultats financiers

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

| Exercices clos les 31 décembre | | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-----------------------|----------------------|-------------|-----------|
| BAIIA ajusté¹ | Objectif ² | 1 200 – 1 300 | 925 – 1 000 | 875 – 975 |
| | Réel | 1 263 | 927 | 984 |
| Flux de trésorerie disponibles¹ | Objectif ² | 500 – 560 | 325 – 375 | 350 – 380 |
| | Réel | 562 | 358 | 435 |

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

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

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

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

Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ à long terme avec un nouveau client ayant une cote de crédit AA de S&P Global Ratings visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Les projets de parcs éoliens White Rock comprendront un total de 51 éoliennes Vestas. La construction devrait commencer à la fin de 2022 et la date de mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2023. TransAlta construira, exploitera et sera propriétaire des installations. Le coût total de la construction, qui devrait être financé au moyen de liquidités existantes et de financement donnant droit à des avantages fiscaux, est évalué à un montant d'environ 460 millions de dollars américains à 470 millions de dollars américains. Plus de 90 % des coûts du projet sont couverts par des contrats d'approvisionnement en éoliennes conclus à prix fixe et des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction à prix fixe. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen³ d'environ 42 millions de dollars américains à 46 millions de dollars américains, y compris les crédits d'impôt à la production.

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

Acquisition de parcs solaires en Caroline du Nord

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

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

Les parcs sont tous opérationnels et sont entrés en service entre novembre 2019 et mai 2021. Le portefeuille est garanti par des CAÉ conclus avec Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque parc. Les parcs solaires en Caroline du Nord devraient générer un BAIIA annuel moyen⁴ d'environ 9 millions de dollars américains.

Interruption au parc éolien de Kent Hills

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

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

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

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

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

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

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

Journée des investisseurs

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

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

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

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

TransAlta réalise l'élimination complète du charbon au Canada

Au cours de l'exercice, la Société a achevé la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance, qui sont passées du charbon thermique au gaz naturel. Les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance conserveront leur capacité nominale de production de respectivement 395 MW, 463 MW et 401 MW. Ces projets de conversion au gaz permettront de réduire nos émissions de CO₂ de plus de la moitié et concluent la réalisation de notre plan visant à produire de l'électricité à 100 % à partir d'énergie propre en Alberta avant la fin de 2021. Au 31 décembre 2021, la Société avait achevé la transition vers le gaz naturel au Canada.

Dépréciation de la mine de Highvale

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

Annnonce d'une augmentation du dividende sur les actions ordinaires

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

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

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné du nord existant de Southern Cross Energy de 169 MW, en Australie-Occidentale. La construction a commencé au premier trimestre de 2022 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé entre environ 69 millions de dollars australiens et 73 millions de dollars australiens. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen⁵ d'environ 9 millions de dollars australiens à 10 millions de dollars australiens.

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

Vente du gazoduc Pioneer

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

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

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

Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

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

Projet de parc éolien Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ à long terme avec Pembina aux termes duquel Pembina s'est engagée à acheter les attributs d'électricité renouvelable et attributs environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de gestion. Garden Plain sera situé à environ 30 kilomètres au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction ont débuté à l'automne 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen⁶ d'environ 14 millions de dollars à 18 millions de dollars.

TransAlta Renewables figure au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes

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

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

Équité, diversité et inclusion

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

Emprunt lié au développement durable

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

Demande de Mangrove

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

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

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

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

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

Acquisitions de TransAlta Renewables

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

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

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

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

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

Changements à la direction

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

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

Changements au conseil d'administration

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

COVID-19

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

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

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

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

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

Investissement stratégique de Brookfield

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

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

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

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

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

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

En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (le «projet de loi»), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en cessant la production au charbon dans l'une de ses deux chaudières au plus tard à la fin de 2020 et dans l'autre, au plus tard à la fin de 2025. Le projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxyde d'azote («NO_x»). L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020 comme prévu. L'unité 2 de la centrale de Centralia doit être mise à l'arrêt à la fin de 2025.

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

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

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

Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

Informations sectorielles

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

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

Résultats consolidés

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

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

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

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

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

Hydroélectricité

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

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

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

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

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

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

2021

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

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

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

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

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

2020

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

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

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

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

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

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

Énergie éolienne et énergie solaire

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Capacité installée brute (MW) ¹ | 1 906 | 1 572 | 1 495 |
| Production moyenne à long terme (GWh) | 4 345 | 3 916 | 3 549 |
| Disponibilité (%) | 91,9 | 95,1 | 95,0 |
| Production visée par des contrats (GWh) | 2 850 | 2 871 | 2 395 |
| Production marchande (GWh) | 1 048 | 1 198 | 960 |
| Total de la production (GWh) | 3 898 | 4 069 | 3 355 |
| Produits des activités ordinaires ² | 348 | 334 | 295 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité | 17 | 25 | 16 |
| Marge brute² | 331 | 309 | 279 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 59 | 53 | 50 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 10 | 8 | 8 |
| Autres résultats d'exploitation, montant net ³ | — | — | (10) |
| BAIIA ajusté | 262 | 248 | 231 |

Informations complémentaires :

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

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

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

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

2021

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

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

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

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

2020

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

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

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

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

Gaz

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|---------------|--------|--------|
| Capacité installée brute (MW)¹ | 3 084 | 3 084 | 3 049 |
| Disponibilité (%) | 85,7 | 87,7 | 92,8 |
| Production visée par des contrats (GWh) | 3 622 | 7 280 | 8 101 |
| Production marchande (GWh) ² | 7 084 | 3 698 | 3 810 |
| Achats d'électricité (GWh) ² | (141) | (198) | (92) |
| Total de la production (GWh) | 10 565 | 10 780 | 11 819 |
| Produits des activités ordinaires ³ | 1 132 | 848 | 887 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité ³ | 374 | 221 | 230 |
| Coûts de conformité liés au carbone | 118 | 120 | 138 |
| Marge brute³ | 640 | 507 | 519 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³ | 173 | 166 | 162 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 13 | 13 | 9 |
| Autres résultats d'exploitation, montant net ³ | (40) | (39) | (41) |
| Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance | — | — | (14) |
| BAIIA ajusté | 494 | 367 | 403 |
| Informations complémentaires : | | | |
| Dépenses d'investissement de maintien | 128 | 87 | 33 |

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

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

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

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

2021

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

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

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

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

2020

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

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

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

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

Transition énergétique

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|---------|---------|
| Capacité installée brute (MW)¹ | 1 472 | 2 548 | 2 916 |
| Disponibilité (%) | 75,3 | 82,6 | 78,7 |
| Disponibilité ajustée (%) ² | 78,8 | 91,3 | 84,2 |
| Volume des ventes contractuelles (GWh) | 3 329 | 5 526 | 5 622 |
| Volume des ventes marchandes (GWh) | 6 052 | 6 248 | 10 095 |
| Achats d'électricité (GWh) | (3 675) | (3 775) | (3 865) |
| Total de la production (GWh) | 5 706 | 7 999 | 11 852 |
| Produits des activités ordinaires ³ | 728 | 690 | 893 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité ³ | 432 | 352 | 499 |
| Coûts de conformité liés au carbone | 60 | 48 | 77 |
| Marge brute³ | 236 | 290 | 317 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³ | 97 | 106 | 124 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 6 | 9 | 8 |
| Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance | — | — | (42) |
| BAIIA ajusté | 133 | 175 | 227 |
| Informations complémentaires : | | | |
| Dépenses de remise en état de la mine de Highvale | 6 | 7 | 15 |
| Dépenses de remise en état de la mine de Centralia | 9 | 7 | 11 |
| Dépenses d'investissement de maintien | 19 | 22 | 69 |

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

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

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

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

2021

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

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

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

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

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

2020

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

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

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

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

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

Commercialisation de l'énergie

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

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.

2021

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

2020

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

Siège social

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

2021

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

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

2020

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

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

Faits saillants du quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

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

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

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

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

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

Faits saillants financiers

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales informations trimestrielles

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

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

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

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

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

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

Situation financière

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

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

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

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

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

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

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

Fonds de roulement

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

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

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

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

Actifs non courants

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

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

Passifs non courants

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

Total des capitaux propres

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

Capital financier

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

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

Structure du capital

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

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2021

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

2020

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

2019

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

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

Facilités de crédit

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

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

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

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

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

Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis

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

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

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

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

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

Programme de crédits d'impôt à la production

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

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

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

Dettes sans recours

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

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

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

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

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

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

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

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

Capital social

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

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

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

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

Dividendes aux actionnaires

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

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

Participations ne donnant pas le contrôle

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

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

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

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

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

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

Autre analyse consolidée

Entités structurées non consolidées ou arrangements

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

Contrats de garantie

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

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

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

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

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

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

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

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

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

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

Éventualités

Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

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

Litige avec FMG visant la centrale de South Hedland

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

Demande de Mangrove

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

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

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

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

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

Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

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

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

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

Requête visant le compte de report de capital directement affecté

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

Interruptions à la centrale de Sarnia

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

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

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

Flux de trésorerie

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

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

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

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

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

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

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

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

Instruments financiers

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

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

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

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

Couvertures de flux de trésorerie

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

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

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

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

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

Couvertures de l'investissement net

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

Éléments autres que de couverture

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

Juste valeur

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

Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS

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

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

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

Mesures financières non conformes aux IFRS

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

BAIIA ajusté

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

Ajustements des produits des activités ordinaires

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

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

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

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

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

Ajustements des autres résultats d'exploitation, montant net

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

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

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

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

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

BAIIA annuel moyen

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

Fonds provenant des activités d'exploitation

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

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

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

Flux de trésorerie disponibles

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

Ratios non conformes aux IFRS

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

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

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

Mesures financières supplémentaires

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

| Trois mois clos les 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|-------------|-------------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹ | 54 | 110 |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation | 148 | 25 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement | 202 | 135 |
| Ajustements : | | |
| Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹ | 6 | 3 |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement | 11 | 6 |
| Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ² | (6) | 15 |
| Divers ³ | — | 2 |
| Fonds provenant des activités d'exploitation⁴ | 213 | 161 |
| Déduire : | | |
| Dépenses d'investissement de maintien ¹ | (55) | (58) |
| Dépenses d'investissement liées à la productivité | (2) | (3) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées | (10) | (9) |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | (38) | (29) |
| Paiements de principal sur les obligations locatives ¹ | (2) | (10) |
| Flux de trésorerie disponibles⁴ | 106 | 52 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période | 271 | 273 |
| Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴ | 0,79 | 0,59 |
| Flux de trésorerie disponibles par action⁴ | 0,39 | 0,19 |

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

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

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

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

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

| Trois mois clos les 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|------------|------------|
| BAIIA ajusté ¹ | 270 | 234 |
| Provisions | (18) | (10) |
| Charges d'intérêts ² | (51) | (56) |
| Charge d'impôt exigible ² | 3 | 5 |
| Perte de change réalisée | (4) | (1) |
| Frais de démantèlement et de remise en état réglés ² | (5) | (5) |
| Autres éléments sans effet de trésorerie | 18 | (6) |
| Fonds provenant des activités d'exploitation³ | 213 | 161 |
| Déduire : | | |
| Dépenses d'investissement de maintien ² | (55) | (58) |
| Dépenses d'investissement liées à la productivité | (2) | (3) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées | (10) | (9) |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | (38) | (29) |
| Paiements de principal sur les obligations locatives ² | (2) | (10) |
| Flux de trésorerie disponibles³ | 106 | 52 |

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

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

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

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

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

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

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

Exercice clos le 31 décembre 2020

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

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

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

Exercice clos le 31 décembre 2019

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

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

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

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

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{1,2} | 1 001 | 702 | 849 |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation | (174) | (89) | (121) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement | 827 | 613 | 728 |
| Ajustements : | | | |
| Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ² | 13 | 3 | — |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement | 41 | 17 | 24 |
| Provisions et ajustement liés à la transition vers l'énergie propre ³ | 79 | 37 | — |
| Divers ⁴ | 11 | 15 | 5 |
| Fonds provenant des activités d'exploitation⁵ | 971 | 685 | 757 |
| Déduire : | | | |
| Dépenses d'investissement de maintien ² | (199) | (157) | (141) |
| Dépenses d'investissement liées à la productivité | (4) | (4) | (9) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées | (39) | (39) | (40) |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | (159) | (102) | (111) |
| Paievements de principal sur les obligations locatives ² | (8) | (25) | (21) |
| Flux de trésorerie disponibles⁵ | 562 | 358 | 435 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période | 271 | 275 | 283 |
| Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁵ | 3,58 | 2,49 | 2,67 |
| Flux de trésorerie disponibles par action⁵ | 2,07 | 1,30 | 1,54 |

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

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

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

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

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

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

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|-------------|-------------|
| BAIIA ajusté ^{1,2} | 1 263 | 927 | 984 |
| Provisions et autres | (43) | 7 | 13 |
| Charges d'intérêts ³ | (200) | (192) | (174) |
| Charge d'impôt exigible ³ | (55) | (35) | (35) |
| Profit (perte) de change réalisé | (2) | 8 | (6) |
| Frais de démantèlement et de remise en état réglés ³ | (18) | (18) | (34) |
| Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie ⁴ | 26 | (12) | 9 |
| Fonds provenant des activités d'exploitation⁵ | 971 | 685 | 757 |
| Déduire : | | | |
| Dépenses d'investissement de maintien ³ | (199) | (157) | (141) |
| Dépenses d'investissement liées à la productivité | (4) | (4) | (9) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées | (39) | (39) | (40) |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | (159) | (102) | (111) |
| Paiements de principal sur les obligations locatives ³ | (8) | (25) | (21) |
| Flux de trésorerie disponibles⁵ | 562 | 358 | 435 |

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

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

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

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

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

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

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

Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables

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

Résultats consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre

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

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

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

Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS

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

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

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

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

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

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

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

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

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Dette à long terme à la fin de la période ¹ | 3 267 | 3 361 | 3 212 |
| Titres échangeables | 335 | 330 | 326 |
| Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie | (947) | (703) | (411) |
| Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ² | 671 | 671 | 471 |
| Divers ³ | (19) | (13) | (17) |
| Dette nette ajustée⁴ | 3 307 | 3 646 | 3 581 |
| BAIIA ajusté ⁵ | 1 263 | 927 | 984 |
| Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁵ | — | — | (56) |
| BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ)⁵ | 1 263 | 927 | 928 |
| Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ) (multiple) | 2,6 | 3,9 | 3,9 |

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

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

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

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

5) Douze derniers mois.

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

BAIIA ajusté déconsolidé par secteur

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

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

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

| | 2021 | | 2020 | | 2019 | | | | |
|---|-----------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|
| | TransAlta – Consolidé | TransAlta Renewables | TransAlta – Déconsolidé | TransAlta – Consolidé | TransAlta Renewables | TransAlta – Déconsolidé | TransAlta – Consolidé | TransAlta Renewables | TransAlta – Déconsolidé |
| Hydroélectricité | 322 | 17 | | 105 | 21 | | 110 | 18 | |
| Énergie éolienne et énergie solaire | 262 | 248 | | 248 | 256 | | 231 | 238 | |
| Gaz | 494 | 217 | | 367 | 205 | | 403 | 202 | |
| Transition énergétique | 133 | – | | 175 | – | | 227 | – | |
| Commercialisation de l'énergie | 137 | – | | 113 | – | | 89 | – | |
| Siège social | (85) | (19) | | (81) | (20) | | (76) | (20) | |
| BAIIA ajusté¹ | 1 263 | 463 | 800 | 927 | 462 | 465 | 984 | 438 | 546 |
| Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen | | | (133) | | | (54) | | | (80) |
| Déduire : résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance ¹ | | | – | | | – | | | (56) |
| Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ² | | | – | | | (3) | | | – |
| Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ¹ | | | 151 | | | 151 | | | 151 |
| Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ¹ | | | 34 | | | 17 | | | 37 |
| BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta | | | 852 | | | 576 | | | 598 |

1) Douze derniers mois.

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

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

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

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

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

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

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

Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé

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

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Dette nette ajustée ¹ | 3 307 | 3 646 | 3 581 |
| Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables | 244 | 582 | 63 |
| Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables | (814) | (692) | (961) |
| Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ² | (867) | (906) | (145) |
| Dette nette déconsolidée | 1 870 | 2 630 | 2 538 |
| BAIIA ajusté déconsolidé³ | 852 | 576 | 598 |
| Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁴ (multiple) | 2,2 | 4,6 | 4,2 |

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

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

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

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

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

Perspectives financières pour 2022

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

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

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

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité

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

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2022

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

Couverture en Alberta

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

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

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

Prix du marché

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

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

Interruption au parc éolien de Kent Hills

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

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

Le 5 novembre 2021, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition de la participation financière dans le portefeuille de parcs solaires de 122 MW entièrement visés par des contrats en Caroline du Nord, lequel devrait générer un BAIIA annuel moyen⁷ d'environ 9 millions de dollars américains.

Le 2 décembre 2021, TransAlta Renewables a annoncé que le parc éolien Windrise en Alberta avait été mis en service le 10 novembre 2021. Le parc éolien Windrise devrait générer un BAIIA annuel moyen⁶ d'environ 20 millions de dollars à 22 millions de dollars.

Coûts du combustible et coûts de conformité

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

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

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

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

Commercialisation de l'énergie

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

Exposition aux fluctuations des taux de change

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

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

Frais de démantèlement et de remise en état

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

Dépenses d'investissement de maintien

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

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

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

Trésorerie et sources de capital

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

Charge d'intérêts nette

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

Méthodes et estimations comptables critiques

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

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

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

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

Comptabilisation des produits des activités ordinaires

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Obligations de prestation

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

Prix de transaction

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

Répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation

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

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

Obligations de prestation remplies

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

Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

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

Produits tirés des activités de détail

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

Instruments financiers

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

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

Établissement des niveaux et classements

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

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

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

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

Évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes

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

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

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

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

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

Évaluation du goodwill

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

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

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

Frais de mise en valeur de projets

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

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. Une composante est une partie corporelle d'un actif qui peut être 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.

Contrats de location

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

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

Impôts

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

Avantages futurs du personnel

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

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

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

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

Provision pour frais de démantèlement et de remise en état

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

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

Autres provisions

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

Classement des partenariats

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

Influence notable

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

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

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

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

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

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

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

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

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

Modifications comptables futures

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

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

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

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

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

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

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

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

Chiffres comparatifs

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

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

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

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

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

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

Présentation d'information sur nos facteurs de développement durable importants

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Cibles de développement durable pour 2022 et au-delà

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

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

Les objectifs sont décrits ci-dessous :

Objectifs ESG : Environnement

| Objectif de développement durable de TransAlta | Cible de développement durable de TransAlta | Rapprochement avec les ODD des Nations Unies ou le référentiel Future-Fit Business |
|---|---|--|
| Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière | D'ici 2040, remise en état complète de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington | Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.» |
| | D'ici 2046, remise en état complète de notre mine de charbon de Highvale en Alberta | Référentiel Future-Fit Business – Positive Pursuits 13 : «Les écosystèmes sont remis en état.» |
| Gestion responsable de l'eau | D'ici 2026, réduction de 20 millions m ³ ou 40 % de la consommation d'eau (prélèvements moins déversements) par rapport au niveau de référence de 2015 à l'échelle des centrales | Objectif 6.4 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, faire en sorte que les ressources en eau soient utilisées beaucoup plus efficacement dans tous les secteurs et garantir la viabilité des prélèvements et de l'approvisionnement en eau douce afin de remédier à la pénurie d'eau et de réduire nettement le nombre de personnes qui manquent d'eau.» |
| Réduction des déchets d'exploitation | D'ici 2022, réduction de 80 % des déchets d'exploitation par rapport au niveau de référence de 2019 | Objectif 12.5 des ODD des Nations Unies : «D'ici 2030, réduire nettement la production de déchets par la prévention, la réduction, le recyclage et la réutilisation.» |
| Réduction des émissions atmosphériques | D'ici 2026, réduction de 95 % des émissions de SO 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.» |
| Réduction des émissions de GES | D'ici 2026, réduction de 75 % des émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015 | Objectif 13.2 des ODD des Nations Unies : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.» |
| | D'ici 2050, atteinte de la carboneutralité | |

Objectifs ESG : Questions sociales

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

Objectifs ESG : Gouvernance

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

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

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

Performance en matière de développement durable de 2021

En 2021, nous avons atteint un jalon en matière de performance environnementale dans notre parcours visant à accroître notre portefeuille de production d'électricité propre grâce à l'achèvement de nos conversions du charbon au gaz au Canada. De façon générale, les unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO₂ que les unités alimentées au charbon. L'achèvement de la conversion des unités et la fin de la production à la mine de charbon de Highvale en Alberta ont également contribué aux objectifs mis de l'avant par l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, à laquelle s'est jointe TransAlta dans le cadre de la COP26. Notre performance sociale a été mise en valeur par notre contribution positive en vue de favoriser un accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi.

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

Objectifs ESG : Environnement

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

Objectifs ESG : Questions sociales

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

Objectifs ESG : Gouvernance

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

Objectifs ESG : Questions environnementales et sociales

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

Décarbonation de notre combinaison énergétique

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

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

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

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

- Aujourd'hui, nous sommes fiers d'être l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta – nous avons fait passer notre capacité nominale de production d'énergie renouvelable d'environ 900 MW en 2000 à plus de 2 800 MW en 2021.
- Notre entreprise fait preuve de résilience à l'égard des changements climatiques en réduisant ses émissions de GES – nous visons une réduction des émissions annuelles d'éq. CO₂ de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions annuelles de 19,7 millions de tonnes d'éq. CO₂, ou 61 %, ce qui nous met sur la bonne voie pour atteindre notre cible pour 2026.
- À titre de leader du secteur de l'électricité renouvelable en Amérique du Nord, nous sommes en bonne position pour construire des centrales d'énergie renouvelable et des centrales hybrides afin de soutenir les objectifs des clients en matière de décarbonation. Notre stratégie consiste à mettre hors service notre dernière unité alimentée au charbon d'ici la fin de 2025, à parvenir à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel et à générer un BAIIA composé à hauteur de 70 % de BAIIA provenant de sources renouvelables.

Gouvernance en matière de changements climatiques

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

Surveillance exercée par le conseil d'administration

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

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

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

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

Rôle de la haute direction

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

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

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

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

Stratégie et gestion du risque

Stratégie en matière de changements climatiques

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

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

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

Pour contrer les difficultés liées à l'intermittence de l'énergie renouvelable, nous continuons d'investir dans le stockage à batteries. En 2020, nous avons mis en service le projet de stockage à batteries WindCharger, le premier du genre en Alberta qui stocke l'énergie produite par l'unité 2 de notre parc éolien Summerview et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta advenant des pénuries d'approvisionnement. En outre, en 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Ce projet aidera BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, dont la date de mise en service est prévue au début de 2023, devrait réduire les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP de 540 000 tonnes d'éq. CO₂ au cours des dix premières années d'exploitation.


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

À ce jour, nous avons retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 064 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW au gaz naturel. De façon générale, nos unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de 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 novembre 2021 dans le cadre de la COP26.

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

Scénarios climatiques

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

| POLITIQUES ANNONCÉES (STEPS) | DÉVELOPPEMENT DURABLE (SDS) | ZÉRO ÉMISSION NETTE À L'HORIZON 2050 (NZE2050) |
|--|--|---|
|  <ul style="list-style-type: none"> • «Reflette toutes les intentions politiques et les cibles annoncées actuelles» • Aucune tarification du carbone aux États-Unis ou en Australie • Le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 45 % d'ici 2040 • Augmentation de la capacité de production au gaz naturel • Repose sur les technologies prêtes à être exploitées : énergie éolienne et solaire |  <ul style="list-style-type: none"> • «En voie d'atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2070» • La tarification du carbone se poursuit au Canada et est établie aux États-Unis et en Australie (140 \$ US/tonne de CO₂ d'ici 2040) • Le secteur de l'énergie réduit ses émissions de 90 % d'ici 2040 • La capacité de production au gaz naturel demeure stable • Outre l'énergie éolienne et solaire, repose sur les batteries, le stockage et un certain niveau de CUSC, ainsi que sur l'hydrogène |  <ul style="list-style-type: none"> • «En voie d'atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2050» • Tarification vigoureuse établie au Canada, aux États-Unis et en Australie (205 \$ US/tonne de CO₂ d'ici 2040) • Le secteur de l'énergie atteint la cible de zéro émission nette d'ici 2035 • Diminution de la capacité de production au gaz naturel après 2030 et assorti de CUSC • Outre l'énergie éolienne et solaire, repose sur les batteries, le stockage, le CUSC, l'hydrogène et l'innovation |

Source : World Energy Outlook (2020)

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

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

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

Principales constatations issues de l'analyse de scénarios climatiques

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

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

Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

| | Intensification de la concurrence | Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel | Augmentation des coûts opérationnels |
|-------------|---|--|---|
| Description | <p>Les subventions ou les fonds prévus pour la transition vers l'énergie propre augmentent alors que les gouvernements visent à accroître la capacité installée d'énergie renouvelable pour répondre à la demande croissante d'électricité et compenser la fermeture des centrales à forte émission de carbone. D'importants investissements pour la décarbonation du réseau devraient affluer en Alberta, comme bon nombre des autres marchés où TransAlta exerce ses activités sont fortement réglementés ou sont déjà à faible émission de carbone. Cela mènera à l'intensification de la concurrence dans le marché de la production marchande, entraînant une grande partie du portefeuille d'actifs de production à faire fréquemment des offres à valeur nulle, ce qui se traduira par une diminution du prix moyen de l'électricité répartie. Simultanément, le coût des énergies renouvelables, dont la diminution est prévue dans tous les scénarios, fait tomber les obstacles à l'accès aux marchés. Ces facteurs combinés accentueront la concurrence pour TransAlta. Les scénarios de l'AIE n'indiquent pas clairement la tarification de l'électricité et la façon dont elle peut être touchée par une concurrence accrue. Cela reste donc un point d'incertitude. Certains changements structurels du marché pourraient être nécessaires pour garantir les rendements des producteurs d'électricité et parvenir à décarboner le réseau.</p> | <p>La demande d'électricité produite à partir du gaz naturel connaît une baisse alors que le marché se tourne vers une énergie plus propre. Une baisse additionnelle de la demande provenant des clients des secteurs pétrolier et gazier du Canada peut se produire compte tenu de la diminution des taux de production pétrolière implicite aux scénarios NZE et SDS. La transition vers un monde à faible émission de carbone entraînera vraisemblablement de la volatilité et de l'incertitude au sein du marché. Bien que cela semble contre-intuitif, l'énergie produite à partir du gaz naturel pourrait être requise pour fournir de l'électricité dans le cadre de la transition si le rythme de la décarbonation est plus lent que prévu dans les scénarios ou si les solutions de stockage d'énergie à l'échelle du réseau ne sont pas développées ou commercialisées telles qu'elles ont été modélisées. Dans ces cas, et avec l'abandon du charbon, les actifs de gaz naturel seront utilisés pour la production de base. Par conséquent, les actifs de gaz naturel peuvent encore jouer un rôle pour assurer une transition énergétique harmonieuse et efficace. Il faut optimiser les actifs de gaz naturel et évaluer avec prudence les investissements supplémentaires pour tenir compte du rythme de décarbonation et du risque qui découle de la baisse de la demande d'électricité au gaz naturel.</p> | <p>La tarification du carbone fait augmenter le coût des activités gazières. L'imposition de réductions supplémentaires des émissions pourrait contraindre les dernières centrales à investir dans des technologies comme le CUSC, augmentant encore davantage les coûts opérationnels des centrales alimentées au gaz naturel. Les actifs de gaz naturel aux États-Unis et en Australie sont exposés à moins de risques que les actifs en Alberta, car ils sont visés par des contrats et peuvent facturer des coûts liés au carbone à leurs clients. La surveillance actuelle et anticipée de la tarification régionale du carbone est nécessaire pour planifier et évaluer les augmentations des coûts opérationnels et les répercussions sur les nouveaux projets et investissements.</p> |
| NZE | <p>On prévoit que, d'ici 2040, les énergies renouvelables constitueront plus de 85 % de la production d'électricité totale dans les régions où nous exerçons nos activités. L'effervescence de la demande pour les énergies renouvelables intensifiera la concurrence et réduira les tarifs de l'électricité. La fluctuation du prix de l'électricité et l'incertitude accrue du marché devraient influencer sur nos profits.</p> | <p>La part de la production d'électricité au gaz naturel devrait diminuer de plus de 50 % d'ici 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités par rapport aux niveaux de 2019. On prévoit que cette baisse de la demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel se répercutera sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.</p> | <p>La hausse des coûts opérationnels attribuable à l'augmentation de la tarification du carbone à 205 \$ US/tonne d'éq. CO₂ d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation (économies développées dans les scénarios de l'AIE) et à la diminution de la capacité opérationnelle devrait avoir une incidence sur les profits tirés de nos actifs de gaz naturel.</p> |

Principaux risques liés aux changements climatiques identifiés par scénario

| | Intensification de la concurrence | Diminution de la demande d'électricité au gaz naturel | Augmentation des coûts opérationnels |
|---------------------------------|--|--|--|
| SDS | <p>Une diminution des subventions et des fonds est prévue dans ce scénario comparativement au NZE. Toutefois, les coûts liés à l'énergie renouvelable diminueront tout de même d'environ 10 % pour l'énergie éolienne et de 55 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution, de pair avec un certain niveau de subventions, entraînera l'intensification de la concurrence et une baisse potentielle des tarifs de l'électricité, ce qui devrait avoir une incidence sur nos profits.</p> | <p>La production d'électricité au gaz naturel diminue de plus de 50 % en Amérique du Nord, mais demeure stable en Australie à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. La demande pour l'électricité produite à partir du gaz naturel devrait diminuer plus lentement que dans le scénario NZE. Cette diminution pourrait avoir une incidence sur nos actifs de gaz naturel si aucune mesure n'est mise en œuvre par la direction.</p> | <p>La hausse des coûts opérationnels se produirait plus lentement que dans le scénario NZE, mais la tarification du carbone devrait tout de même atteindre 140 \$ US/tonne d'éq. CO₂ d'ici 2040 dans toutes nos régions d'exploitation. Cette hausse pourrait avoir une incidence sur la capacité opérationnelle et les profits de nos actifs de gaz naturel, selon les dispositions de facturation des coûts liés au carbone aux clients prévues dans nos contrats.</p> |
| STEPS | <p>Alors que des subventions minimale sont attendues et que le coût d'accès aux marchés ne diminuera pas au même rythme que dans les scénarios SDS et NZE, les coûts liés à l'énergie renouvelable devraient tout de même diminuer d'environ 8 % pour l'énergie éolienne et de 45 % pour l'énergie solaire à l'horizon 2040 par rapport aux niveaux de 2019. Cette diminution entraînera une intensification de la concurrence qui devrait être contrebalancée par une demande d'électricité accrue et ne devrait donc pas avoir une incidence sur nos profits.</p> | <p>La production d'électricité au gaz naturel devrait augmenter de plus de 15 % d'ici 2040 dans les régions où nous exerçons nos activités par rapport aux niveaux de 2019. Ces variations ne devraient pas influencer sur nos actifs de gaz naturel.</p> | <p>Ce scénario ne prévoit pas une forte augmentation des coûts opérationnels puisque seul le Canada prévoit une tarification du carbone en 2040. Par conséquent, les profits tirés de nos actifs de gaz naturel ne devraient pas être touchés.</p> |
| Mesures prises par la direction | <p>Il est essentiel pour TransAlta de composer avec l'incertitude entourant la dynamique du marché (la structure, la tarification et la concurrence), les politiques gouvernementales et la planification. Nous avons recours à des couvertures et à des CAÉ pour stabiliser la tarification et planifions générer une croissance de l'énergie propre dans les régions où nous exerçons nos activités. Se reporter aux rubriques «Stratégie en matière de changements climatiques» et «Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur notre stratégie et notre gestion des risques.</p> | <p>Nous optimisons les actifs de gaz naturel pour maximiser la valeur et les flux de trésorerie afin d'appuyer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage d'énergie. Nos unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO₂ que les unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales alimentées au charbon plutôt que de les mettre hors service permet de réduire les coûts et les émissions associés aux nouvelles constructions et s'aligne sur les ODD des Nations Unies, en particulier l'objectif 9, <i>Industrie, innovation et infrastructures</i>. En parallèle, nous continuons de faire croître notre portefeuille d'énergie renouvelable. D'ici 2025, nous parviendrons à une production composée en totalité d'énergies renouvelables et de gaz naturel, avec un BAIIA composé à hauteur de 70 % de BAIIA provenant de sources renouvelables.</p> | <p>Nous avons pris d'importantes mesures pour réduire notre empreinte carbone. En 2021, nous avons réalisé une réduction totale de 61 % comparativement à nos niveaux d'émissions de 2015. Nous nous sommes engagés à réduire nos émissions de GES de portée 1 et 2 de 75 % d'ici 2026 par rapport à l'année de référence 2015 et prévoyons atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En outre, les fonctions du siège social établissent des tarifs au titre du carbone pour chaque région. Les tarifs actuels et prévus sont utilisés comme mécanisme pour gérer les risques futurs liés aux incertitudes du marché du carbone.</p> |

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

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

Principales possibilités liées aux changements climatiques identifiées par scénario

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

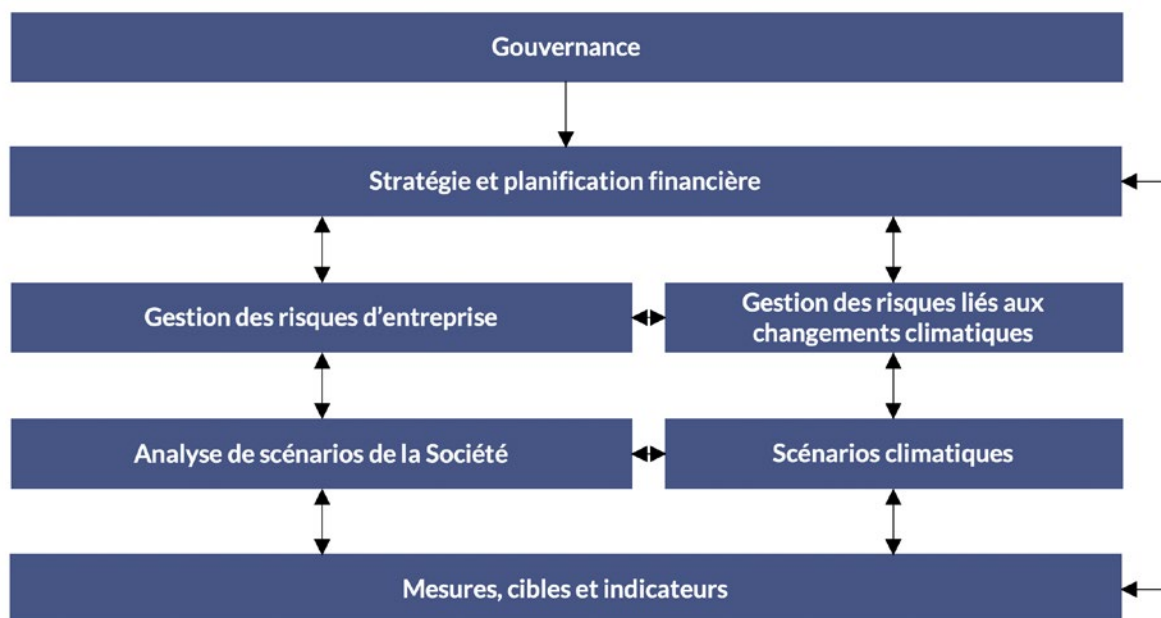
NZE : Les principaux risques comprennent l'intensification de la concurrence, la baisse de la demande pour le gaz naturel et l'augmentation des coûts opérationnels qui découlent de la tarification accrue du carbone et des mandats axés sur la réduction des émissions. Les principales possibilités comprennent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

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

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

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

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



Gestion des risques et des possibilités liés aux changements climatiques

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

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

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

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

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

Risques politiques et juridiques

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

Canada

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

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

Risques

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

Possibilités

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

Mesures prises par la direction

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

États-Unis

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

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

Risques

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

Possibilités

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

Mesures prises par la direction

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

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

Australie

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

Risques

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

Possibilités

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

Mesures prises par la direction

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

Risques liés à la technologie

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

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

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

Risques liés au marché

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

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

Risques liés à la réputation

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

Risques liés aux impacts physiques des changements climatiques

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

Risques matériels élevés

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

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

Risques matériels chroniques

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

Changements climatiques : mesures et cibles

Mesures et cibles

Pour TransAlta, la gestion et la performance en matière de changements climatiques sont une priorité absolue. Nous fixons nos objectifs et cibles en nous appuyant sur les ODD des Nations Unies et sur le référentiel Future Fit Business. Nos cibles de développement durable soutiennent le succès à long terme de notre entreprise. Au fil du temps, nous nous sommes distingués par des mesures qui témoignent de notre leadership en matière de changements climatiques, notamment en réduisant nos émissions annuelles de plus de 19 millions de tonnes d'éq. CO₂ depuis 2015. Nous nous engageons à faire évoluer notre processus exemplaire de mise en place d'objectifs de développement durable, à veiller à ce que nos objectifs soient pertinents et ambitieux, et à garantir la compétitivité de TransAlta, aujourd'hui et dans l'avenir.



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

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

Croissance de l'énergie propre

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

Réduction des émissions

| Cible | D'ici 2026, réduire de 75 % les émissions de GES de portée 1 et 2 par rapport à l'année de référence 2015. | Atteinte de la carboneutralité | | | | | | | | | | | | |
|--|---|--|-------|---|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|
| Exercice | 2026 | 2050 | | | | | | | | | | | | |
| Progrès (taux d'atteinte de la cible) |  <p>Décembre 2021 61%</p> | <p>Réduction des émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)</p>  <table border="1"> <caption>Réduction des émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO₂)</caption> <thead> <tr> <th>Année</th> <th>Émissions (millions de tonnes d'éq. CO₂)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2005</td> <td>~42</td> </tr> <tr> <td>2010</td> <td>~35</td> </tr> <tr> <td>2015</td> <td>~30</td> </tr> <tr> <td>2020</td> <td>~15</td> </tr> <tr> <td>2021</td> <td>~10</td> </tr> </tbody> </table> | Année | Émissions (millions de tonnes d'éq. CO ₂) | 2005 | ~42 | 2010 | ~35 | 2015 | ~30 | 2020 | ~15 | 2021 | ~10 |
| Année | Émissions (millions de tonnes d'éq. CO ₂) | | | | | | | | | | | | | |
| 2005 | ~42 | | | | | | | | | | | | | |
| 2010 | ~35 | | | | | | | | | | | | | |
| 2015 | ~30 | | | | | | | | | | | | | |
| 2020 | ~15 | | | | | | | | | | | | | |
| 2021 | ~10 | | | | | | | | | | | | | |
| Remarques | Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 75 % nos émissions de GES d'ici 2026. Nous estimons que cette cible est conforme à l'objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et, en 2021, nous nous sommes engagés à établir une cible de réduction des émissions fondée sur des données scientifiques dans le cadre de l'initiative Science Based Targets. Depuis 2015, nous avons réduit nos émissions annuelles de GES d'environ 19,7 millions de tonnes d'éq. CO ₂ , soit approximativement 61 %. En 2021, nous avons réduit les émissions d'environ 3,9 millions de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2020. | En 2021, nous avons adopté un objectif d'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Nous estimons que la carboneutralité offre une certaine flexibilité alors que nous élaborons notre stratégie pour les décennies à venir, et nous croyons que notre stratégie en matière d'électricité propre nous place en bonne position pour nous permettre d'atteindre cet objectif. | | | | | | | | | | | | |
| Rapprochement avec les ODD de développement durable des Nations Unies | Objectif 13.2 : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.» | Objectif 13.2 : «Intégrer les mesures de lutte contre les changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.» | | | | | | | | | | | | |

Informations sur les émissions de GES

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

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

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

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

Les tableaux suivants présentent nos émissions de GES ventilées par portée, secteur d'activité et par pays, en millions de tonnes d'éq. 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 | 2021 | 2020 | 2019 |
|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Portée 1 | 12,4 | 16,3 | 20,5 |
| Portée 2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Total des émissions de GES | 12,5 | 16,4 | 20,6 |

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

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

En 2021, nos émissions de GES (de portée 1 et 2), produites dans le cours normal des activités d'exploitation, ont été estimées à 12,5 millions de tonnes, ce qui représente une réduction d'environ 24 %, ou 3,9 millions de tonnes d'éq. CO₂, par rapport à 2020. La réduction des émissions de GES est principalement attribuable aux arrêts de production pendant les conversions du charbon au gaz et à la mise hors service des unités alimentées au charbon. Comme nous vendons des attributs environnementaux générés par nos centrales d'énergie renouvelable, nous ne soustrayons pas ce montant de nos émissions totales, mais il convient de noter que les clients de TransAlta déclarent des réductions des émissions de GES grâce à nos actifs, à nos projets et à nos activités d'exploitation liés aux énergies renouvelables.

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

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

| Exercices clos les 31 décembre | 2026 (prévisions) | 2021 | 2015 |
|--|-------------------|-------------|-------------|
| Total des émissions de GES (en millions de tonnes éq. CO₂) | 8,1 | 12,5 | 32,2 |

Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 en 2021 sont de l'ordre de quatre millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui est principalement attribuable à nos participations dans des coentreprises hors exploitation.

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

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

Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives

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

Droits de la personne

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

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

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

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

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

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

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

Les formes d'engagement sont les suivantes :

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

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

Participation à des cérémonies autochtones

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

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

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

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

- **Mother Earth's Children's Charter School («MECCS»)** – Située sur le territoire du traité n° 6, en Alberta, la MECCS offre des cours de la maternelle à la 9^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 Nakota Sioux et des Stoney. Des bénévoles de TransAlta se rendent à l'école pour livrer des cadeaux de Noël, ce qui donne à nos employés et aux élèves l'occasion de faire connaissance. En raison de la pandémie de COVID-19, cette tradition a été menée à distance. En 2021, plus de 200 cadeaux de Noël ont été achetés pour les élèves des écoles Mother Earth's Children's Charter School et Wihnemne School de la Première Nation Paul.

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

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

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

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

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

Relations avec les parties prenantes

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

Parties prenantes de TransAlta

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

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

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

Nos parties prenantes sont répertoriées dans le tableau suivant.

Parties prenantes de TransAlta

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

Engagement des parties prenantes

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

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

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

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

Clients

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

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

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

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

Nous continuons de mettre en valeur des centrales d'énergie renouvelable pour aider nos clients à atteindre leurs objectifs et cibles de développement durable, comme l'objectif d'une énergie 100 % renouvelable ou l'atteinte d'objectifs de réduction des GES. La production à partir d'énergies renouvelables en 2021 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,6 millions de tonnes d'éq. CO₂ pour nos clients.

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

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

Abordabilité de l'énergie

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

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

Efficience de l'utilisation finale et demande

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

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

Investissements dans les collectivités

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

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

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

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

Chaîne d'approvisionnement et approvisionnement durable

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

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

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

Engagement et communication avec le conseil

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

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

Santé et sécurité du public

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

Nous cherchons à réduire au minimum les risques suivants :

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

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

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

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

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

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

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

Protection des données et des actifs numériques

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

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

Favoriser un effectif diversifié et inclusif

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

Équité, diversité et inclusion

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

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

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

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

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

Diversité femmes-hommes

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

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

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

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

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

Santé et sécurité du personnel

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

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

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

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

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

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

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

Culture et structure de l'entreprise

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

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

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

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

Fidélisation et reconnaissance des employés

Rémunération liée aux questions ESG

TransAlta a intégré la performance ESG dans la rémunération des employés, y compris dans celle de l'équipe de direction. Nos plans incitatifs annuels à l'intention des dirigeants de la Société (incitatif à court terme ou prime annuelle et incitatif à long terme sous forme d'actions) sont liés à la performance de TransAlta (c.-à-d. une rémunération fondée sur la performance). Les cibles et le cadre de rémunération sont revus et approuvés chaque année par le conseil. En 2021, 20 % du plan incitatif annuel de la Société était lié à l'atteinte d'objectifs ESG précis : 10 % pour la réalisation de projets de réduction des émissions de CO₂ dans les centrales existantes et la performance en matière de diversité, d'inclusion et de santé organisationnelle, et 10 % pour la sécurité des travailleurs. Un autre 20 % du plan incitatif annuel de la Société était lié à la croissance, laquelle est axée sur l'expansion de notre portefeuille de production d'énergie renouvelable, ce qui aidera la Société à réduire l'intensité globale de ses émissions de GES. Nos plans incitatifs à long terme comprennent des objectifs stratégiques liés à nos efforts axés sur l'électricité propre et la forte croissance des énergies renouvelables.

Régimes d'épargne-retraite pour les employés

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

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

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

Au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux membres de la haute direction dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. Le régime à prestations définies complémentaire a été fermé le 31 décembre 2015, et seuls les membres de la haute direction en fonction à cette date ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard du régime. Un nouveau régime à cotisations définies complémentaire à l'intention des dirigeants embauchés après le 1^{er} janvier 2016 est entré en vigueur.

En Australie, les employés peuvent désigner un régime de retraite gouvernemental pour les cotisations de pension de retraite. Le régime de retraite australien est obligatoire pour les employeurs qui doivent cotiser à un taux fixé par le gouvernement.

Autres régimes d'avantages sociaux pour les employés

TransAlta offre des régimes d'avantages sociaux concurrentiels pour la plupart de ses employés (les régimes varient selon les pays où nous exerçons nos activités). Nous offrons également des régimes d'avantages sociaux basés sur des conventions collectives négociées dans certaines régions. Nos régimes d'avantages sociaux flexibles offrent aux employés et à leur famille divers choix de protection, notamment l'assurance-maladie complémentaire, les soins dentaires, les soins de la vue, l'assurance-vie, des assurances couvrant les maladies graves, les accidents, l'invalidité, et le compte de crédits-santé.

Chaque année, TransAlta récompense ses meilleures réalisations par la remise des prix du Président. En 2021, nous avons ajouté un prix pour l'équité, la diversité et l'inclusion. Ce prix récompense les employés ayant apporté une contribution importante afin d'aider TransAlta à atteindre sa cible d'une représentation féminine de 40 % au sein de l'effectif d'ici 2030 ainsi que son objectif en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, qui consiste à créer un milieu de travail où tous les employés se sentent à leur place.

En 2021, TransAlta a lancé les mercredis bien-être. Dans le cadre de cette initiative, les employés reçoivent chaque semaine de l'information, des conseils et des outils sur des sujets liés au bien-être. En 2021, TransAlta a continué de mettre l'accent sur la santé organisationnelle en intégrant neuf pratiques prioritaires dans toutes les facettes de l'organisation.

Développement du talent et perfectionnement des employés

Le développement du talent et le perfectionnement des employés constituent un des piliers de la santé organisationnelle. Investir dans le perfectionnement de nos employés permet de renforcer leurs compétences et d'améliorer leur productivité et leur engagement. Cela contribue à une culture d'entreprise forte, qui apporte une valeur ajoutée à TransAlta.

En 2021, nous avons ajouté du contenu et des sujets dans notre bibliothèque de perfectionnement professionnel, lancée en 2020. Nous avons notamment ajouté une deuxième bibliothèque contenant des articles et des ressources sur l'équité, la diversité et l'inclusion. Cette bibliothèque a reçu plus de 3 000 visites et compte plus de 375 utilisateurs uniques. On y présente des dates importantes et des définitions, ainsi que des conseils sur les meilleures pratiques en matière d'équité, de diversité et d'inclusion, comme la reconnaissance des territoires et l'empathie.

Afin d'accroître les occasions de perfectionnement interfonctionnel en interne, nous avons mis en place un tableau des possibilités. Les dirigeants y affichent des possibilités qui s'offrent aux employés de travailler sur des projets dans d'autres secteurs de l'entreprise. Ainsi, les employés peuvent demander de participer à ces projets afin de parfaire leurs connaissances et d'acquérir de l'expérience dans différents secteurs de l'entreprise. Au cours de la période de lancement du projet pilote, huit possibilités ont été affichées, et neuf employés ont été jumelés à un projet.

En 2021, pour faire progresser ses initiatives en matière de développement du leadership et d'équité, de diversité et d'inclusion, la Société a organisé une série de conférences données par des experts. Les conférences portaient notamment sur l'établissement des priorités, le conflit constructif, les préjugés inconscients, l'appartenance, l'alliance inclusive, la communauté LGBTQ2+ et l'empathie.

Les employés et les dirigeants ont également eu l'occasion de participer à une formation sur le travail à distance. Cette formation leur a donné des outils utiles pour favoriser la communication efficace, la productivité en contexte de télétravail, et le maintien de la collaboration et des liens avec leurs collègues à l'échelle de la Société.

D'autres formations en interne sont offertes chaque année aux dirigeants et aux employés, notamment Elevate, un programme d'autoperfectionnement axé sur l'adoption d'une mentalité de leadership, et Execution Engine, un programme de deux jours centré sur la préparation des projets, l'établissement de l'ordre de priorité des tâches, l'amélioration des compétences en communication et la réalisation du travail conformément à nos pratiques en matière de santé. Des centaines d'employés ont participé à chacun de ces programmes depuis leur lancement en 2017.

En 2021, TransAlta s'est associée à Blue Ocean Brain, un cabinet de conseil en microapprentissage, pour lancer une formation en leadership et transmettre aux dirigeants une série de courriels hebdomadaires sur les meilleures pratiques cadrant avec les intérêts actuels de TransAlta. En outre, les services de Blue Ocean Brain ont également été retenus pour permettre à 200 dirigeants d'accéder à sa bibliothèque d'apprentissage, qui contient des articles, des vidéos, des vérifications des connaissances et des documents d'information sur le leadership.

De plus, nous avons poursuivi notre partenariat avec BetterUp, un cabinet de conseil offrant de l'accompagnement professionnel, pour fournir un accompagnement individuel à plus de 50 dirigeants. L'accompagnement professionnel de BetterUp s'adapte aux besoins de la personne pour lui permettre de travailler sur des aspects qui sont importants pour elle. Depuis le début du partenariat avec BetterUp en octobre 2019, nos dirigeants ont participé à plus de 640 séances d'accompagnement représentant plus de 390 heures.

En 2021, 89 gestionnaires et superviseurs de la Société ont participé à une formation sur le processus zéro incident («ZIP») offerte par Sentis. Cette formation renforce nos efforts visant à créer un environnement de travail sécuritaire sur le plan psychologique, puisqu'elle encourage la responsabilité de chacun dans les sphères personnelle et professionnelle, améliore les processus décisionnels, renforce les attitudes axées sur la sécurité et établit un langage commun favorisant les échanges constructifs. En 2022, la formation ZIP sera offerte aux employés du siège social.

En 2021, TransAlta s'est associée à Vanry Inc. pour concevoir une formation sur les relations avec les clients, dont le contenu sera adapté en fonction des commentaires de nos gestionnaires en relations commerciales et avec les clients. Cette série d'ateliers s'étalant sur 20 semaines, qui est en cours de conception, sera donnée à 19 dirigeants et employés du service à la clientèle en 2022. La formation portera notamment sur la communication avec les clients, l'écoute des éléments importants, la gestion des demandes et l'établissement de liens de confiance.

En 2021, nous avons entrepris la conception de deux programmes de développement du leadership – un programme de perfectionnement à l'intention des gestionnaires et un programme de perfectionnement à l'intention des membres de la direction. Ces programmes visent à fournir aux dirigeants les compétences et les connaissances dont ils ont besoin pour

diriger dans un monde en évolution et dans le contexte de la transformation de l'avenir du travail. Les deux programmes seront lancés en 2022. En 2021, nous avons également lancé une formation portant sur la sécurité sur le plan psychologique, l'établissement et le maintien de liens de confiance et le leadership culturel à l'intention des dirigeants. Cette formation sera offerte à tous les employés en 2022.

En 2021, TransAlta a accueilli 28 stagiaires et étudiants faisant partie d'un programme d'études coopératif dans divers domaines d'études, notamment les affaires, les communications, la finance et le génie. Pour aider à subventionner les programmes de stages et d'études coopératifs, TransAlta continue de s'associer avec Ressources humaines, industrie électrique du Canada pour obtenir du financement gouvernemental. La Société a reçu plus de 150 000 dollars de subventions salariales en 2021.

En outre, TransAlta a continué de bénéficier de la Subvention Canada-Alberta pour l'emploi qui rembourse aux employeurs les deux tiers du coût des formations externes approuvées. À l'heure actuelle, TransAlta est autorisée à recevoir plus de 44 000 dollars pour couvrir les coûts de formation de 2021.

Progrès à l'égard d'autres facteurs de développement durable

Les rubriques qui suivent présentent nos progrès à l'égard d'autres facteurs importants de développement durable, qui comprennent la gestion du capital d'ordre naturel, manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Pratiques progressistes de gérance environnementale

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel ou environnemental tout en réduisant notre empreinte environnementale et les éventuels facteurs de risque liés aux impacts environnementaux. Le BAIIA ajusté de la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 584 millions de dollars en 2021 (353 millions de dollars en 2020). Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2021 se sont élevés à 40 millions de dollars (25 millions de dollars en 2020). En outre, en 2021, la vente de sous-produits du charbon et le recyclage de déchets ont généré une valeur financière s'établissant entre 15 millions de dollars et 20 millions de dollars, tout comme en 2020.

Voici les tendances des principaux indicateurs clés du rendement du capital naturel :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| BAIIA ajusté lié à la production d'énergie renouvelable | 584 | 353 | 341 |
| Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux | 40 | 25 | 28 |
| Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂) | 12,5 | 16,4 | 20,6 |

Stratégie environnementale

Toutes les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité ont une certaine incidence sur l'environnement. Bien que nous suivions une stratégie commerciale comprenant l'investissement dans les sources d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne, l'hydroélectricité et l'énergie solaire, nous pensons également que le gaz naturel continuera d'être un facteur essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques durant la transition vers l'électricité propre. Nos processus de gestion environnementale renforcent notre stratégie d'entreprise qui consiste à abandonner nos activités de combustion du charbon à forte intensité de GES. En 2026, notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables, l'objectif quant au BAIIA provenant des énergies renouvelables étant fixé à 70 %.

Politique environnementale

La réduction de l'incidence environnementale de nos activités comporte des avantages non seulement pour nos résultats d'exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous adoptons une approche proactive pour atténuer les risques environnementaux et nous pensons que cette stratégie renforcera notre position concurrentielle, étant donné que les parties prenantes et la société accordent de plus en plus d'importance à une gestion environnementale réussie. Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et entrepreneur de TransAlta.

Système de gestion de l'environnement

Chez TransAlta, nous exploitons nos centrales conformément aux meilleures pratiques en matière de respect des normes de gestion environnementale. Nos processus de gestion de l'environnement sont examinés chaque année afin d'assurer l'amélioration constante de notre rendement environnemental. Nous avons renforcé notre compréhension des systèmes de gestion de l'environnement depuis que nous avons harmonisé nos processus à l'ISO 14001, norme reconnue à l'échelle internationale en matière de gestion de l'environnement. Actuellement, les incidences les plus importantes sur nos activités au titre du capital naturel ou environnemental sont les émissions de GES, les émissions atmosphériques (polluants, métaux) et l'utilisation de l'énergie. Parmi les autres incidences importantes que nous gérons et dont nous suivons le rendement au moyen de nos pratiques de gestion de l'environnement, mentionnons l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

En plus de nos pratiques de gestion environnementale, nous sommes assujettis à des lois et règlements environnementaux qui ont une incidence sur certains aspects de nos activités, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, les déversements d'eaux usées et la production, le transport et l'élimination de déchets et de substances dangereuses. Les activités de la Société sont susceptibles d'endommager l'habitat naturel, d'altérer la végétation et la faune, ou de provoquer une contamination du sol ou de l'eau qui pourrait nécessiter des mesures correctives en vertu des lois et règlements applicables. Ces lois et règlements exigent que nous obtenions et respections des homologations, licences, permis et autres approbations de diverses natures en matière d'environnement. La réglementation environnementale des territoires où nous exerçons nos activités est rigoureuse. Tant les fonctionnaires que les particuliers peuvent chercher à faire appliquer à l'égard de la Société les lois et règlements environnementaux. Nous interagissons de manière continue avec un certain nombre d'organismes de réglementation, y compris, mais sans s'y limiter : le ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta; le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs de l'Ontario; le ministère du Développement du Nord, des Mines, des Richesses naturelles et des Forêts de l'Ontario; le ministère des Forêts, des Terres et de l'Exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique; Environnement et Changement climatique Canada; Pêches et Océans Canada; le département de l'Environnement, des Grands Lacs et de l'Énergie de l'État du Michigan; la Southwest Clean Air Agency de l'État de Washington; le département de l'Écologie de l'État de Washington; le département de la Santé de l'État de Washington; l'Environmental Protection Agency des États-Unis; le Department of Agriculture, Water and the Environment de l'Australie; et le Clean Energy Regulator de l'Australie.

Rendement environnemental

Notre rendement en matière de gestion des aspects environnementaux, de réduction de notre empreinte environnementale et de mise en œuvre d'initiatives environnementales comprend ce qui suit :

Énergie renouvelable et stockage à batteries

Depuis 2005, nous avons ajouté environ 1 500 MW de capacité d'énergie renouvelable. Nous exploitons plus de 900 MW d'énergie hydroélectrique. Nous avons également été parmi les premières sociétés à adopter l'énergie éolienne et nous exploitons aujourd'hui une capacité de plus de 1 900 MW en production d'énergie éolienne, incluant le stockage à batteries. En 2015, nous avons effectué notre premier investissement dans l'énergie solaire dans une installation solaire de 21 MW au Massachusetts, et nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire. En 2020, nous avons mis en service la première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta, située à l'unité 2 du parc éolien Summerview. Le projet utilise la technologie des batteries Tesla et a une capacité de 10 MW. En 2021, nous avons convenu de fournir à BHP de l'électricité produite à partir d'énergie solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries, en Australie-Occidentale. Se reporter à «Technologies appliquées» sous la rubrique «Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Gaz naturel

Le gaz naturel joue un rôle important dans le secteur de l'électricité en fournissant une production de base et de pointe à faible émission pour répondre à la demande du réseau et à la production renouvelable intermittente dans le cadre de la transition vers l'électricité propre. TransAlta exploite des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les centrales alimentées au gaz naturel fournissent de l'électricité

à haut rendement et, dans le cas de la cogénération, produisent de la vapeur directement transmise aux clients, et à l'intention de marchés de gros. TransAlta est un exploitant important d'électricité produite à partir de gaz naturel au Canada et en Australie. En 2021, nos centrales thermiques en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel; elles génèrent ainsi près de 50 % moins d'émissions de CO₂ que les unités alimentées au charbon. Au total, TransAlta a retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 064 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW au gaz naturel.

Transition vers d'autres énergies que le charbon

Grâce à la mise hors service de nos centrales au charbon et aux conversions au gaz, notre consommation d'énergie, nos émissions de GES, nos émissions atmosphériques, notre production de déchets et la consommation d'eau diminueront considérablement. L'abandon du charbon éliminera la totalité de nos émissions de mercure, la majorité de nos émissions de particules fines et de dioxyde de soufre («SO₂») et réduira considérablement nos émissions de NO_x. De plus, nos centrales converties ou rééquipées utiliseront du gaz naturel à teneur en carbone plus faible que celui utilisé dans les centrales situées dans d'autres territoires, étant donné que la nouvelle réglementation sur la réduction des émissions de méthane en Alberta et au Canada réduira les émissions de GES dans la phase de production et de traitement en ce qui concerne le torchage et l'évacuation du méthane (émissions fugitives de GES).

En 2021, nous avons abandonné la production d'électricité au charbon au Canada. Notre centrale au charbon de Centralia aux États-Unis sera mise hors service d'ici la fin de 2025. Le charbon sera complètement éliminé de nos activités d'ici la fin de 2025.

Utilisation de l'énergie

TransAlta utilise l'énergie de nombreuses façons. Nous générons de l'électricité grâce à nos centrales alimentées au gaz naturel, au diesel et au charbon (jusqu'à la fin de 2021 au Canada et jusqu'à la fin de 2025 à la centrale de Centralia). Nous exploitons l'énergie cinétique de l'eau et du vent pour produire de l'électricité. Nous produisons également de l'électricité à partir du soleil. Outre la combustion des sources de combustible, nous surveillons également la combustion de l'essence ou du diesel dans nos véhicules ainsi que la consommation d'électricité et de combustible utilisé pour le chauffage (comme le gaz naturel) dans les bâtiments que nous occupons. Les données recueillies sur l'utilisation de l'énergie nous permettent d'optimiser l'efficacité énergétique et d'en créer. En tant que producteurs d'électricité, nous recherchons assidûment des moyens d'optimiser l'utilisation de l'énergie et de créer des gains d'efficacité.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). En 2021, l'utilisation d'énergie a diminué de 31 % par rapport à celle de 2020, principalement en raison de la réduction de l'utilisation du charbon. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les valeurs à zéro ont été tronquées :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------------|------------|------------|
| Hydroélectricité | 0 | 0 | 0 |
| Énergie éolienne et énergie solaire | 0 | 0 | 0 |
| Gaz | 118 | 138 | 162 |
| Transition énergétique | 74 | 141 | 184 |
| Siège social et Commercialisation de l'énergie | 0 | 0 | 0 |
| Total de l'utilisation d'énergie (en millions de gigajoules) | 191 | 279 | 346 |

Émissions atmosphériques

Nos centrales alimentées au charbon émettent des émissions atmosphériques que nous surveillons, analysons et signalons aux organismes de réglementation. Nous élaborons également des mesures d'atténuation en fonction du type d'émission atmosphérique. Nous signalons nos principales émissions atmosphériques provenant du charbon, qui comprennent du NO_x, du SO₂, des particules fines et du mercure. Nous continuerons à réduire les émissions atmosphériques de notre portefeuille actuel en convertissant et en mettant hors service des unités alimentées au charbon en Alberta (achevé en 2021) et dans l'État de Washington (achèvement prévu d'ici la fin de 2025). En 2020, nous avons accéléré notre objectif de réduire les émissions de SO₂ de 95 % et celles de NO_x de 50 % par rapport aux niveaux de 2005 en faisant passer la date prévue de 2030 à 2026. En outre, nous nous sommes fixé un objectif de réduction des émissions de NO_x plus rigoureux de 80 %. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de SO₂ de 90 % et les émissions de NO_x de 77 %. Nous continuons de capter 80 % des émissions de mercure de nos centrales alimentées au charbon et, d'ici la fin de 2025, les émissions de mercure seront éliminées après la mise hors service prévue de la centrale de Centralia. Les émissions de particules fines et de SO₂ seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables.

Aucune de nos centrales alimentées au charbon en Alberta n'est située à moins de 50 kilomètres d'une zone urbaine ou densément peuplée, et ces centrales ont toutes été converties au gaz en 2021. Notre centrale thermique de Centralia dans l'État de Washington se trouve à 40 kilomètres d'une telle zone. Selon les directives du SASB, «une installation est considérée comme étant située près d'une zone densément peuplée si elle est située dans un rayon de 49 kilomètres d'une zone à forte densité de population» (soit une «population minimale de 50 000 personnes»). La centrale thermique de Centralia compte deux unités. Une unité a été mise hors service à la fin de 2020 et la seconde sera mise hors service d'ici la fin de 2025, ce qui marquera la fin des émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon.

Nos centrales alimentées au gaz émettent de faibles niveaux de NO_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 seules centrales à dégager des émissions atmosphériques dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2021, le total de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport aux niveaux de 2020. Plus précisément, le NO_x a été réduit de 29 %, les particules fines de 80 % et le SO₂ de 42 % par rapport aux niveaux de 2020. Les émissions de mercure ont également diminué de 33 % par rapport au niveau de 2020. La réduction des émissions découle en grande partie des fermetures liées aux conversions du charbon au gaz et de la mise hors service d'unités alimentées au charbon.

Le tableau suivant présente nos principales émissions atmosphériques. Les chiffres ont été arrondis au millier près, à l'exception de ceux liés aux particules fines (qui ont été arrondis à la centaine près) et de ceux liés au mercure (qui ont été arrondis à la dizaine près) :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--------------------------------|--------|--------|--------|
| SO ₂ (tonnes) | 7 000 | 12 000 | 16 000 |
| NO _x (tonnes) | 15 000 | 21 000 | 26 000 |
| Particules fines (tonnes) | 790 | 4 000 | 8 000 |
| Mercure (kilogrammes) | 40 | 60 | 60 |

Eau

Notre principale utilisation de l'eau est le refroidissement et la production de vapeur dans nos centrales alimentées au charbon et au gaz, mais l'exploitation de nos centrales hydroélectriques nécessite également de l'eau. L'eau utilisée par les centrales au charbon et au gaz vient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis et sommes tenus de nous conformer aux règlements en matière de qualité de l'eau qui y est déversée. La différence entre le prélèvement et

le déversement, représentant la consommation, est due à plusieurs facteurs, notamment la perte par évaporation et la production de vapeur pour les clients. Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m³ d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2021, nous avons utilisé environ 240 millions de m³ d'eau (230 millions de m³ en 2020) et retourné à la source environ 210 millions de m³ d'eau (200 millions de m³ en 2020), ou 87 %. La consommation totale d'eau s'est élevée à environ 30 millions de m³ (40 millions de m³ en 2020). La réduction de la consommation d'eau en 2021 découle en grande partie des fermetures liées aux conversions du charbon au gaz et de la mise hors service d'unités alimentées au charbon.

Notre objectif de réduction de la consommation d'eau permettra, d'ici 2026, de réduire de 20 millions de m³, ou de 40 %, la consommation d'eau de l'ensemble de nos installations (prélèvements moins déversements) par rapport à celle de 2015. En 2015, la consommation d'eau s'est élevée à 45 millions de m³. Cet objectif est conforme aux ODD de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 6, *Eau propre et assainissement*. Notre consommation d'eau fluctuera quelque peu entre 2020 et 2025, au fur et à mesure que nous abandonnerons le charbon, que nous convertirons et rééquiperons les centrales au gaz et que nous augmenterons la production.

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m³) au cours des trois derniers exercices. La somme de certaines valeurs peut ne pas correspondre au total indiqué en raison de l'arrondissement. Les chiffres ci-après ont été arrondis à la dizaine de millions de m³ près :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Prélèvement d'eau | 240 | 230 | 260 |
| Déversement d'eau | 210 | 200 | 220 |
| Consommation d'eau totale (en millions de m³) | 30 | 40 | 40 |

Nos prélèvement et déversement les plus importants se produisent à notre centrale de cogénération alimentée au gaz de Sarnia (qui produit à la fois de l'électricité et de la vapeur pour nos clients). La centrale fonctionne comme un système de refroidissement sans contact à passage unique pour nos turbines à vapeur. Malgré d'importants prélèvements dans la rivière Sainte-Claire adjacente pour soutenir nos activités à Sarnia, nous restituons environ 93 % de l'eau prélevée. L'eau provenant de cette source est actuellement à faible risque selon l'analyse effectuée avec l'outil Aqueduct Water Risk Atlas, approuvé par le SASB.

L'outil Aqueduct Water Risk Atlas montre que le risque lié à l'eau est élevé dans nos centrales de l'intérieur et du sud de l'Australie-Occidentale en raison de la forte variabilité interannuelle dans la région. La variabilité interannuelle désigne des variations plus importantes dans l'approvisionnement en eau de la région d'une année à l'autre. Dans ces centrales, l'approvisionnement en eau est assuré gratuitement dans le cadre de CAÉ conclus avec nos clients du secteur minier, ce qui atténue considérablement notre risque. En outre, nos clients ont élaboré des stratégies de conservation et de réutilisation visant à recycler l'eau pour les besoins opérationnels de l'industrie minière. Toute l'eau utilisée dans la région provient de l'eau du réseau, et pour ce qui est de l'utilisation de l'eau par les turbines au diesel et au gaz, les techniques de lavage à l'eau et la fréquence des activités sont continuellement modifiées pour réduire au minimum la consommation et les répercussions sur l'environnement. L'eau utilisée dans le cadre de nos activités est restituée à nos clients, qui la réutilisent pour la végétation et la suppression des poussières dans leurs exploitations minières.

Dans la centrale de South Hedland, en Australie-Occidentale, le risque lié à l'eau est également élevé en raison du risque d'inondation dans la région. La centrale de South Hedland a été construite au-dessus des niveaux d'inondation normaux afin d'atténuer les risques potentiels d'inondation. Lors d'un cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région en 2019, la centrale de South Hedland est demeurée au sec et a continué à produire de l'électricité pour la région. En outre, la centrale de South Hedland a élaboré un plan de gestion de l'efficacité de l'eau avec Water Corporation WA, principal fournisseur de services d'eau, d'eaux usées et de drainage en Australie-Occidentale. Les initiatives visent à réduire la consommation et les coûts de l'eau grâce à des technologies innovantes et à des gains d'efficacité identifiés dans le cadre de la gestion de la centrale.

Dans le sud de l'Alberta, nos centrales hydroélectriques ont joué un rôle de plus en plus important sur le plan de la gestion de l'eau depuis l'inondation de 2013. En 2021, nous avons renouvelé pour une période supplémentaire de cinq ans notre accord précédent avec le gouvernement de l'Alberta portant sur la gestion de l'eau de Bow River à notre réservoir Ghost afin de participer aux efforts visant à réduire les inondations, ainsi que sur notre système hydraulique des lacs Kananaskis (qui comprend Interlakes, Pocaterra et Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse.

Déchets

Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et entrepreneur de TransAlta. Nos données sur les déchets sont communiquées chaque année à divers organismes de réglementation.

L'objectif de réduction des déchets de TransAlta consiste à réduire, d'ici 2022, la production totale de déchets de 80 % par rapport à la production de 2019, qui était l'équivalent de 1,5 million de tonnes de déchets. Cet objectif est conforme aux ODD de l'ONU, plus particulièrement l'objectif 12, *Consommation et production responsables*.

En 2021, nos activités ont généré l'équivalent d'environ 515 000 tonnes de déchets (1,1 million de tonnes en 2020). Les déchets non dangereux représentent 95 % de la production totale de déchets, les 5 % restants étant constitués de déchets dangereux. En 2021, seulement 0,2 % de la production totale de déchets a été envoyée à la décharge. En 2021, nous avons révisé nos données de 2020 sur les déchets après la réception de la version finale des manifestes relatifs aux déchets dans le cadre du projet de remise en état de la centrale de Mississauga. En conséquence, l'équivalent d'environ 23 000 tonnes de déchets ont été ajoutées à la centrale de Mississauga dans plusieurs catégories de déchets en 2020.

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

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|----------------|-----------|-----------|
| Total de la production de déchets (tonne d'éq.) | 515 000 | 1 135 000 | 1 533 000 |
| Déchets mis en décharge (tonne d'éq.) | 1 000 | 11 000 | 1 000 |
| Déchets recyclés (tonne d'éq.) | 31 000 | 31 000 | 6 000 |
| Déchets réutilisés (tonne d'éq.) | 176 000 | 533 000 | 746 000 |
| Total des déchets mis en décharge (en pourcentage) | 0,2 | 1 | 0,07 |
| Total des déchets dangereux (en pourcentage) | 5 | 2 | 1 |
| Total des déchets dangereux mis en décharge (en pourcentage) | 0,9 | 0,4 | 0,6 |

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont généralement vendus à des tiers. Les produits annuels tirés des ventes de sous-produits et d'autres produits connexes varient entre 15 millions de dollars et 20 millions de dollars. Nos équipes d'exploitation s'efforcent non seulement de réduire au minimum les déchets, mais aussi de maximiser la valeur de récupération des déchets. Nous avons investi dans du matériel conçu pour récupérer les sous-produits découlant de la combustion du charbon, tels que les cendres volantes, les cendres résiduelles, le gypse et la cénosphère, en vue de les revendre. Ces produits non dangereux ajoutent de la valeur à des produits comme le ciment et l'asphalte, les panneaux muraux, la peinture et les plastiques.

Étant donné que nous abandonnons le charbon, nous avons cessé de produire des déchets de cendres volantes à la fin de 2021 au Canada et nous n'en produirons plus après 2025 aux États-Unis. La Société étudie la possibilité de récupérer les cendres volantes qui ont été retournées à leur source de départ à la mine de Highvale pour remplacer cet approvisionnement, qui est largement utilisé dans l'industrie du béton. La transformation du produit récupéré en un produit commercialisable permettra de réduire davantage la quantité de ciment produit et les émissions qui en résultent, tout en offrant de nouvelles possibilités d'emploi et de croissance économique. Cette technologie novatrice contribue à l'économie circulaire et réduira les obligations de remise en état de TransAlta.

Biodiversité

Dans notre politique de gestion totale de la sécurité, l'importance de la protection de l'environnement et de la biodiversité est présentée comme la responsabilité sociale de TransAlta et comme la responsabilité de chaque employé et entrepreneur de TransAlta.

Surveillance des questions liées à la biodiversité

Le CGSDD de TransAlta aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière d'environnement, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière d'environnement. Pour plus d'informations, se reporter à la rubrique «Gouvernance du développement durable» du présent rapport de gestion.

Évaluation des incidences de notre chaîne de valeur sur la biodiversité

Nous examinons l'incidence de nos activités existantes (en particulier nos activités minières) sur la biodiversité et évaluons l'incidence de nos nouveaux projets de croissance sur la biodiversité conformément à la réglementation en vigueur et à l'objectif de TransAlta en matière de santé de la biodiversité. Les sections qui suivent donnent plus de précisions sur la façon dont nous évaluons l'incidence de notre chaîne de valeur sur la biodiversité.

Croissance

Chaque nouveau projet de mise en valeur de TransAlta doit faire l'objet d'une évaluation environnementale approfondie (conformément à la réglementation locale et à nos propres pratiques d'évaluation) qui établit les conditions environnementales de base, détermine les répercussions éventuelles et propose des stratégies d'atténuation relatives aux enjeux environnementaux avant la construction et la mise en service. Ces évaluations ont été expressément conçues pour respecter les obligations d'information environnementale de chaque région où nous exerçons nos activités, tout en permettant de vérifier la conformité aux normes ou règlements applicables dans ces territoires (comme la Wildlife Directive for Alberta Wind Energy Projects, les lignes directrices sur l'énergie éolienne terrestre du US Fish & Wildlife Service, etc.) En règle générale, nos projets d'énergie renouvelable sont de nouveaux projets de mise en valeur qui nécessitent un niveau d'évaluation plus élevé que nos projets gaziers, qui s'intègrent dans des installations industrielles existantes.

En outre, TransAlta fournit aux organismes de réglementation environnementale un plan précis d'atténuation des effets sur la faune présentant des mesures particulières qui seront mises en œuvre pour atténuer les effets que pourraient avoir les activités de construction et d'exploitation de projets sur la faune, l'habitat faunique et des caractéristiques de la faune déterminées dans le cadre des études environnementales effectuées à l'étape de la mise en valeur.

Chaque nouveau projet de mise en valeur est associé à un plan détaillé de consultation auprès des parties prenantes conçu pour veiller à ce que les propriétaires, parties prenantes, organismes, entreprises, organisations non gouvernementales, organisations non gouvernementales environnementales et collectivités autochtones d'accueil susceptibles d'être touchés comprennent la nature des projets, disposent de multiples occasions variées d'intervenir et de fournir des commentaires et soient en mesure d'amorcer un dialogue constructif avec TransAlta et ses représentants. Le but ultime est de prendre en compte, de résoudre et d'atténuer les préoccupations des parties prenantes ou des collectivités autochtones en matière de biodiversité avant de présenter des demandes de permis importantes pour tous nos projets.

Activités quotidiennes

En 2021, nos centrales en Alberta disposaient toujours d'un programme de surveillance de la faune conçu pour surveiller l'abondance de la faune et la diversité des espèces dans la zone d'étude au fil du temps. Selon ces études, TransAlta a constaté une biodiversité essentiellement stable ou en augmentation dans la zone, diverses nouvelles espèces d'oiseaux ayant été détectées au fil des ans et les collisions avec des véhicules ayant diminué en raison de l'abaissement de la limite de vitesse permise. La taille de certaines populations animales fluctue dans la zone en fonction des conditions météorologiques et de la couverture végétale disponible.

Nos activités gazières ont une incidence relativement limitée sur la biodiversité. En effet, les centrales sont souvent construites à côté d'installations industrielles existantes, et TransAlta n'est pas forcément la titulaire des permis environnementaux. De plus, les terrains occupés par ces centrales sont généralement relativement petits. Notre centrale de cogénération de Sarnia constitue une exception. Elle comprend 260 acres de sites industriels désaffectés, dont certains contiennent des zones d'herbes hautes pouvant abriter des animaux sauvages. Au moment du réaménagement de ces terres, on veillera à en minimiser les effets sur les espèces en péril en réalisant des études sur celles-ci ainsi qu'en effectuant certaines activités de construction en dehors des périodes de nidification. Pour tous les sites qui relèvent de notre champ d'action environnemental, nous respectons tous les permis de conformité environnementale pertinents.

En ce qui concerne nos centrales hydroélectriques, nous nous efforçons principalement de réduire les répercussions sur les poissons et leur habitat. Nous respectons la réglementation provinciale et fédérale et exerçons nos activités conformément aux approbations accordées aux centrales. Nous continuons à travailler à l'amélioration de notre exploitation et révisons régulièrement nos plans de gestion opérationnelle de l'environnement pour nous assurer que nos critères d'exploitation sont respectés.

En ce qui concerne nos activités éoliennes et solaires, l'unité fonctionnelle a mis en place le programme de planification de la gestion des ressources éoliennes et de rapports sur l'environnement, WiSPER (Wind Stewardship Planning and Environmental Reporting). L'objectif du programme est de proposer des programmes d'amélioration continue et de surveillance permanente de l'environnement dépassant les exigences réglementaires de TransAlta. Cet objectif est réalisé grâce à des programmes de vérification et d'inspection réguliers, et à la collaboration avec l'industrie et la communauté scientifique afin de répondre aux préoccupations et aux incidences environnementales. Un plan de gestion opérationnelle de l'environnement a été élaboré pour chaque actif d'énergie renouvelable de sorte que nos installations adoptent des pratiques écologiques et responsables fondées sur une philosophie d'amélioration continue en matière de protection de l'environnement par l'entremise d'un programme d'inspection, de surveillance et d'examen.

Les initiatives WiSPER appuyant nos efforts en faveur de la biodiversité comprennent notre programme de protection des oiseaux (installation d'un recouvrement pour empêcher les oiseaux de s'électrocuter), une base de données sur la mortalité des oiseaux et des chauves-souris (registre de tous les cas de blessures et de mortalité), un suivi des ressources sensibles sur le plan environnemental (suivi des éléments fauniques sensibles se trouvant dans nos parcs éoliens d'exploitation ou à proximité comme les nids de rapaces et les leks de téttras à queue fine), la collecte de l'ensemble des données à long terme (p. ex., des études sur la faune avant et après la construction) et des programmes de formation sur l'énergie éolienne à l'intention de la collectivité.

Utilisation des terrains

La plus grande utilisation de terrains dans le cadre de nos activités d'exploitation concerne l'extraction du charbon en surface. Parmi les trois mines que nous exploitons, la mine de Whitewood en Alberta est totalement remise en état, et le processus de certification des terrains est en cours. Notre mine de Centralia dans l'État de Washington est actuellement en phase de remise en état et nous avons adopté un objectif de remise en état complète de cette mine d'ici 2040. En 2021, les travaux de remise en état se sont poursuivis à la mine de Centralia, où 23 330 arbres ont été plantés.

Le 31 décembre 2021, notre mine de Highvale en Alberta a été fermée dans le cadre de notre objectif d'abandonner la production d'électricité au charbon au Canada à la fin de 2021. La mine est progressivement remise en état dans le cadre de nos approbations réglementaires, notre objectif étant de la remettre entièrement en état d'ici 2046. Environ 26 000 arbres ont été plantés en 2021 à notre mine de Highvale. En 2021, notre équipe de remise en état a obtenu l'approbation réglementaire des plans de remise en état provisoires, en vigueur jusqu'à la présentation du plan de remise en état définitif en 2022. Les nouveaux plans s'alignent sur les priorités de la collectivité concernant les terrains remis en état. Nos plans de remise en état à Highvale sont établis en fonction du cycle de vie et comprennent la configuration des zones touchées, le rétablissement du drainage, le remplacement du sol végétal et du sous-sol, la revégétalisation et la gestion du terrain.

Nos pratiques minières comprennent la remise en état progressive, l'utilisation finale du terrain étant prise en compte à toutes les étapes de la planification et de la mise en valeur. Dans le cadre de nos activités minières à ce jour, nous avons remis en état environ 12 000 acres (4 800 hectares), soit environ 38 % des terrains perturbés.

Incidents et déversements accidentels dans l'environnement

La réduction de notre empreinte écologique favorise la santé des écosystèmes et atténue les risques liés à la conformité environnementale et à notre réputation. Dans le cadre de notre système de gestion totale de la sécurité, nous appliquons des procédures de gestion des incidents de la Société concernant l'intervention initiale appropriée, l'enquête et les leçons tirées afin de réduire au minimum les incidents environnementaux. En ce qui concerne la gestion de la biodiversité (la gestion des écosystèmes, des habitats naturels et de la vie dans les zones où nous exerçons nos activités), nous cherchons à mettre en œuvre une recherche et une collecte de données environnementales solides afin d'établir des bases de référence scientifiquement fondées sur le milieu naturel entourant nos installations pour nous assurer de pouvoir évaluer avec précision l'importance relative d'un incident sur la biodiversité. Nous surveillons étroitement l'air, la terre, l'eau et la faune dans ces zones pour déceler et réduire les impacts éventuels.

En 2021, nous avons recensé deux incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation (deux incidents en 2020). L'un des incidents est survenu dans notre centrale de cogénération de Sarnia et est lié à un débordement d'eaux usées dans notre bassin de neutralisation lors du traitement de l'eau. Le deuxième incident, qui concernait la conformité à la réglementation à notre centrale de Centralia, a donné lieu à un dépassement des limites du permis environnemental lorsqu'un travailleur a allumé le mauvais disjoncteur de ventilation. Les deux incidents ont eu une incidence négligeable sur l'environnement, mais l'incident à la centrale de Centralia a entraîné la prise d'une mesure exécutoire et l'imposition d'une amende de 3 100 dollars américains par l'organisme de réglementation.

Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|----------|----------|----------|
| Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation | 2 | 2 | 6 |

En ce qui a trait aux déversements accidentels et aux rejets, un déversement accidentel classique qui pourrait se produire sur nos sites d'exploitation est celui des hydrocarbures. En règle générale, ces déversements accidentels se produisent dans des zones à faible impact environnemental et sont presque toujours confinés et entièrement récupérés. Il est extrêmement rare que nous soyons confrontés à des déversements accidentels importants. Des efforts sont déployés pour apporter une réponse immédiate à tous les déversements accidentels dans l'environnement afin de garantir que l'évaluation, le confinement et la récupération des matériaux déversés entraînent une incidence minimale sur l'environnement.

Le volume estimatif des déversements accidentels en 2021 a été de 6 m³ (4 m³ en 2020). Les volumes de déversement accidentel en 2021 ont été plus élevés en raison d'un incident environnemental à notre centrale de Centralia. L'incident était lié à un rejet d'huile minérale causé par la défaillance du transformateur élévateur d'un générateur. Des efforts ont été déployés immédiatement après l'incident pour y répondre et le contrôler. Grâce à l'efficacité de la réponse, l'incidence sur l'environnement a été négligeable et réduite au minimum.

Incidents environnementaux importants :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|----------|----------|----------|
| Incidents environnementaux importants | 0 | 6 | 3 |

Il existe un risque de défaillance des bassins de cendres liés à nos centrales au charbon restantes. Le risque est faible, mais la survenance d'un tel incident pourrait avoir d'importantes répercussions. Nous respectons la réglementation environnementale applicable à nos bassins de cendres et veillons à ce que la gestion de ceux-ci soit conforme à la réglementation stricte en vigueur dans les territoires où nous exerçons nos activités. La gestion des bassins implique des inspections périodiques et des mesures d'atténuation pertinentes en cas de problèmes.

Conditions météorologiques

Les phénomènes météorologiques exceptionnels peuvent avoir une incidence sur nos activités et entraîner des risques. En raison de la nature de nos activités, nos résultats sont sensibles aux variations météorologiques d'une période à l'autre. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique. Les variations de température en été ont une incidence sur la demande de refroidissement électrique. Ces variations de la demande se traduisent par une volatilité des prix sur le marché au comptant. Les variations des précipitations se répercutent également sur les réserves d'eau, qui à leur tour ont une incidence sur nos actifs hydroélectriques. De plus, les variations des conditions d'ensoleillement peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de notre centrale d'énergie solaire. Les variations météorologiques peuvent être influencées par les changements climatiques, entraînant une hausse durable des températures et du niveau des mers, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos actifs de production. La glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes pendant les mois d'hiver. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes dépend d'un certain nombre de facteurs, dont la température et l'humidité ambiante. L'accumulation de glace peut avoir un impact important sur le rendement énergétique, et pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt de l'éolienne. Les températures extrêmement froides peuvent également avoir une incidence sur la capacité des éoliennes à fonctionner efficacement, ce qui pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt et une réduction de la production. En outre, les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité accrue de nos ressources hydriques et éoliennes.

Nos installations de production d'énergie et leur exploitation sont exposées à des dommages éventuels et à des pertes partielles ou totales, résultant de catastrophes environnementales (par exemple, inondations, vents violents, feux de forêt, tremblements de terre, tornades et cyclones), de pannes de matériel et d'autres événements indépendants de notre volonté. Les changements climatiques peuvent accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Un événement important, qui perturbe le fonctionnement ou la capacité des installations de production à produire ou à vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les événements qui empêchent les clients existants d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet négatif important. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne nous libèrent pas de nos obligations en vertu d'accords avec des tiers. Le fait que plusieurs de nos installations de production soient situées dans des régions éloignées peut rendre difficile l'accès pour la réparation des dommages.

Au cours des trois derniers exercices, les fluctuations par rapport aux schémas de conditions météorologiques prévues n'ont eu aucune incidence importante sur nos résultats financiers annuels.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour une analyse plus approfondie sur les risques liés aux conditions météorologiques.

Production d'énergie fiable, peu coûteuse et durable

L'objectif de TransAlta est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, peu coûteuse et fiable et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons, conformément aux valeurs fondamentales de la Société. Cette rubrique présente la gestion du capital d'ordre manufacturier, intellectuel, social et sociétal conformément aux directives de l'International Integrated Reporting Framework.

Reconnaissance de la marque

La résilience de notre entreprise est renforcée par une stratégie d'entreprise durable, à long terme et axée sur des objectifs précis : la croissance de l'électricité renouvelable, l'optimisation de notre capacité actuelle de production à partir du gaz naturel et un engagement en matière de développement durable. TransAlta exploite des actifs de production d'électricité depuis plus de 110 ans, ce qui reflète cette approche d'affaires à long terme et des pratiques commerciales durables. Un engagement à long terme envers l'entreprise et les partenariats se prête bien à l'estime et à la reconnaissance de la marque, ce à quoi nous accordons beaucoup de valeur et que nous ne tenons pas pour acquis. Nous sommes d'avis que notre stratégie d'électricité propre à faible coût, soutenue par nos valeurs internes et notre approche durable des affaires, contribuera à renforcer et à continuer d'accroître la reconnaissance positive de notre marque.

Connaissance diversifiée

Chez TransAlta, nous définissons le capital intellectuel comme nos actifs fondés sur le savoir. L'évaluation de ces actifs vise deux objectifs. Premièrement, nous cherchons à les comprendre afin de pouvoir en améliorer la gestion et le rendement. Deuxièmement, nous cherchons à les comprendre pour communiquer leur valeur réelle. L'expérience et la perspicacité de nos employés rehaussent notre création de valeur. Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité s'étend sur plus de 110 ans, et bon nombre de nos employés sont avec nous depuis plus de 30 ans. Nos activités de commercialisation de l'énergie complètent notre connaissance des actifs de production d'énergie en exploitation.

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

| Sources de production d'électricité | Expérience en exploitation (années) |
|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Hydroélectricité | 110 |
| Gaz naturel | 71 |
| Charbon | 71 |
| Énergie éolienne | 19 |
| Énergie solaire | 6 |

Pour plus de précisions, se reporter à «Clients» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion.

Résilience du réseau

En tant que grand producteur d'électricité, TransAlta travaille activement pour faire en sorte que l'énergie que nous fournissons à nos clients soit fiable et abordable et qu'elle ait un faible impact sur l'environnement. Nous fournissons à des clients industriels des solutions énergétiques décentralisées et adaptées. En 2021, TransAlta a convenu de construire le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale, pour fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries. Nous alimentons également des réseaux électriques centralisés, et nous possédons et exploitons une infrastructure de transport en Alberta qui répond aux besoins de fiabilité du système.

Dans tous les territoires où nous exerçons nos activités, nous travaillons en étroite collaboration avec les exploitants de réseaux afin de nous assurer que l'ensemble du réseau est fiable et que l'approvisionnement est suffisant. Nous tenons compte d'une multitude de facteurs dans nos décisions de planification et d'exploitation qui pourraient compromettre la résilience du réseau, notamment l'intermittence de l'énergie renouvelable, les cyberattaques, les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles. En outre, nous nous engageons à respecter les normes de la North American Electric Reliability Corporation et les normes de fiabilité de l'Alberta à l'égard des centrales et des infrastructures de transport que nous possédons et exploitons.

En tant qu'entreprise, nous nous concentrons sur le déploiement de capacités de production d'énergie propre et de nouvelles solutions technologiques afin de répondre aux besoins émergents et futurs du réseau électrique dans lequel nous exerçons nos activités. En Alberta, par exemple, en 2020, nous avons mis en service la première centrale de stockage à batteries, appelée WindCharger, à l'unité 2 de notre parc éolien Summerview afin de créer une ressource de production de pointe à faible émission. Cette ressource fait partie du projet pilote de réponse en fréquence rapide de l'AESO afin de soutenir les activités d'interconnexion. En plus de l'initiative de réponse en fréquence rapide, WindCharger utilise une ressource dont la rapidité de réponse est inégalée parmi les technologies de production existantes et qui peut être exploitée avec beaucoup de fiabilité, ce qui permet de répondre au besoin grandissant de réponse inertielle et de résilience afin de favoriser la décarbonation du réseau grâce à un approvisionnement diversifié provenant de sources d'énergie renouvelable intermittentes.

Se reporter à «Technologies appliquées» sous la rubrique «Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les technologies qui renforcent la résilience du réseau. Se reporter à «Santé et sécurité du public» sous la rubrique «Dialoguer avec nos parties prenantes pour bâtir des relations positives» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les cyberattaques. Se reporter à «Conditions météorologiques» sous la rubrique «Pratiques progressistes de gérance environnementale» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les événements météorologiques extrêmes et les catastrophes naturelles.

Place à l'adoption des technologies et à l'innovation technologique

TransAlta accorde de plus en plus une véritable importance à la technologie et à l'innovation. Pour faire face aux changements majeurs liés à la transition énergétique, aux conséquences des changements climatiques et de la décarbonation, ainsi qu'à l'essor continu de la technologie numérique, de l'automatisation et de l'intelligence artificielle, nous mettons en œuvre de manière proactive des solutions technologiques dans l'ensemble de nos activités. La conversion de nos unités au charbon en unités au gaz est un excellent exemple d'une bonne utilisation du capital ou de l'infrastructure manufacturier. Nous continuons également à adopter et à mettre en œuvre des solutions novatrices pour répondre à la demande d'électricité des clients.

Développement des idées et gestion de projets

Chez TransAlta, le programme Greenlight continue d'être une force motrice de la forte culture de conception d'idées et de résolution de problèmes. Dirigé par notre bureau responsable de la transformation, le programme est axé sur l'innovation issue de la base, ce qui signifie que les idées portant sur l'amélioration des activités proviennent des employés. Ces idées sont élaborées et transformées en analyses de rentabilité, en adhérant aux meilleures pratiques de gestion de projet afin de garantir la mise en œuvre réussie de la possibilité d'amélioration. Les employés dirigent le processus, de la conceptualisation à l'élaboration et la mise en œuvre, avec l'aide de la direction et du bureau responsable de la transformation.

Nous faisons également la promotion d'une autre initiative, la série de conférences Supplier Innovation, dans le cadre de laquelle des conférenciers de l'extérieur sont invités à venir parler d'innovation, notamment des chefs de file éclairés en matière de nouvelles technologies qui analysent les idées conceptuelles à l'origine de la pensée créative, ainsi que des fournisseurs qui expliquent les applications commerciales des technologies en évolution. En 2021, nous avons présenté sept séances portant notamment sur l'intelligence artificielle, les comportements liés à la réussite, les applications destinées aux travailleurs de première ligne et au personnel du siège social, l'hydrogène, les robots mobiles, les inspections robotiques des chaudières et des conduites, et la vision stratégique. Pour plus de détails sur notre investissement dans notre personnel, se reporter à «Développement du talent et perfectionnement des employés» sous la rubrique «Favoriser un effectif diversifié et inclusif» du présent rapport de gestion.

Innovation en matière d'infrastructures

En 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réglementation visant à mettre fin à la production d'électricité à partir du charbon dans la province d'ici 2030. Un certain nombre de nos centrales au charbon avaient une durée d'utilité dépassant 2030 et pouvaient être converties au gaz naturel. En 2021, l'unité 5 de la centrale de Sundance a été mise hors service, et les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills ainsi que l'unité 6 de la centrale de Sundance ont été converties au gaz naturel, ce qui signifie que les centrales thermiques de TransAlta situées en Alberta ont été entièrement converties au gaz naturel. Au total, la Société a retiré une capacité de production à partir du charbon de 4 064 MW depuis 2018 et converti une capacité de 1 659 MW à l'alimentation au gaz naturel, plus propre. De façon générale, les unités converties au gaz naturel génèrent près de 50 % moins d'émissions de CO₂ que les unités alimentées au charbon. Le fait de convertir les centrales plutôt que de les mettre hors service appuie le concept de réutilisation et s'aligne sur les ODD de l'ONU, en particulier l'objectif 9, *Industrie, innovation et infrastructures*. L'achèvement des projets de conversion et la fermeture de la mine de charbon de Highvale contribuent également à l'atteinte des objectifs de l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, à laquelle TransAlta s'est jointe dans le cadre de la COP26.

Technologies appliquées

TransAlta a été à l'avant-garde de l'innovation dans le secteur de la production d'électricité depuis le début du 20^e siècle lorsque nous avons développé nos actifs hydroélectriques. Nous avons fait partie des pionniers de la technologie éolienne au Canada et, aujourd'hui, nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au pays. À l'heure actuelle, nous exploitons un centre de contrôle éolien qui surveille, à la seconde près, toutes les turbines éoliennes que nous exploitons à l'échelle de l'Amérique du Nord. En 2015, nous avons fait notre premier investissement dans la technologie solaire en achetant une centrale d'énergie solaire de 21 MW dans le Massachusetts et en 2020, nous avons installé la toute première batterie à grande échelle de l'Alberta à l'unité 2 de notre parc éolien Summerview. Tout en maintenant un équilibre entre la croissance et la décarbonation, nous continuons de chercher des solutions pour innover et créer de la valeur pour les investisseurs, la société et l'environnement.

Au début de 2021, TransAlta a conclu un CAÉ à long terme avec Pembina visant 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW, qui sera situé en Alberta. Le projet a commencé en 2021, et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2022. Vers la fin de 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, situés en Oklahoma. Grâce à ces contrats visant la vente d'électricité renouvelable et d'attributs environnementaux à un nouveau client exceptionnel ayant une note de crédit AA auprès de S&P Global Ratings, TransAlta peut passer à la phase de construction prévue pour la fin de 2022, l'exploitation commerciale étant prévue pour le second semestre de 2023. La production d'énergie propre, fiable et à faible coût aux parcs éoliens Garden Plain et White Rock soutient les objectifs de développement durable des clients et permet de franchir une autre étape vers l'atteinte de notre objectif de croissance annoncé en septembre 2021 consistant à fournir une capacité de 2 GW d'ici 2025.

TransAlta travaille à l'expansion de sa filière de développement, dont la capacité actuelle est de 800 MW aux États-Unis, jusqu'à 2 GW au Canada et 270 MW en Australie. En 2021, TransAlta a acquis un portefeuille de sites solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord, qui contribueront grandement à l'expansion de notre production d'énergie solaire. Nous comptons ajouter d'autres capacités de production solaire en saisissant les occasions de ce secteur dans les marchés américain et australien. La Société se concentre également sur le développement de solutions hybrides et intégrées d'approvisionnement en énergie avec les clients.

Nous continuons d'investir dans le stockage à batteries. En 2021, TransAlta a convenu de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable au moyen d'un système de stockage d'énergie à batteries pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés au réseau éloigné du nord de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW de TransAlta. Le réseau et la nouvelle capacité de production aideront BHP à réaliser ses objectifs de réduction des émissions et à produire du nickel de façon durable et à faible teneur en carbone pour ses clients. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields devrait réduire les émissions de GES de portée 2 (liées à l'électricité) de BHP découlant des activités à Leinster et à Mount Keith de 540 000 tonnes d'éq. CO₂ au cours des dix premières années d'exploitation. La construction du projet a commencé au début de 2022, et la mise en service est prévue vers la fin de 2022.

Nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies, comme l'hydrogène et le CUSC, afin de trouver des solutions pour élargir ou adapter notre portefeuille, ce qui nous permet de protéger notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable pour nos clients. Nous savons que de nouvelles technologies verront le jour au cours des prochaines années alors que l'industrie continue à vouloir réduire les émissions tout en offrant un produit fiable et abordable aux clients.

Analyse et optimisation des actifs

L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs de TransAlta, anciennement le Centre de diagnostic de l'exploitation, a été créée en 2008. Cette équipe surveille les centrales à vapeur alimentées au charbon, les centrales à

vapeur alimentées au gaz, les unités à cycle simple, les unités à cycle combiné, les centrales de cogénération ainsi que les parcs éoliens au Canada, aux États-Unis et en Australie. Une équipe centralisée d'ingénieurs et de spécialistes de l'exploitation surveille à distance nos centrales afin de régler les problèmes liés à la fiabilité du matériel et à la performance.

Le personnel de l'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs a reçu une formation quant à la mise en œuvre et à l'utilisation du logiciel de surveillance du matériel spécialisé et d'évaluation de la performance et tire parti de son expérience dans l'exploitation d'une centrale. Si un problème est détecté, l'équipe évalue d'abord le problème puis transmet ses constatations au service de l'exploitation de la centrale afin de l'aider à mener une enquête et à régler le problème avant qu'il ne se répercute sur les activités. Ce soutien est essentiel à la fiabilité et au rendement de nos activités d'exploitation. À titre d'exemple, si une éolienne commence à montrer des signes indiquant la nécessité de procéder à un changement de matériel beaucoup plus tôt que d'autres, notre équipe d'intervention en est informée et s'efforcera de faire enquête et de remédier au problème. La surveillance, l'analyse et le diagnostic réalisés par l'équipe visent la détection rapide de problèmes de matériel selon une analyse des tendances à long terme et complètent les activités quotidiennes des centrales.

L'équipe responsable de l'analyse et de l'optimisation des actifs s'occupe également des fonctions relatives aux rapports sur la production pour les centrales à vapeur alimentées au charbon, les centrales à vapeur alimentées au gaz, les unités à cycle simple, les unités à cycle combiné, les centrales de cogénération et les parcs éoliens, et elle participe activement aux projets visant à améliorer ces rapports.

Données et innovation

TransAlta a créé l'équipe responsable des données et de l'innovation en 2019 pour moderniser son infrastructure de données afin de tirer parti des nouvelles possibilités dans le domaine de l'analyse et de la science des données. L'équipe est multifonctionnelle et se compose d'architectes de données, de scientifiques, d'analystes de données, de développeurs de logiciels, d'ingénieurs, de chefs de projet et d'analystes financiers et de systèmes. L'équipe concentre ses efforts sur la diffusion et l'amélioration de l'architecture de données moderne de TransAlta, la distribution rapide d'applications basées sur des données, la conception et la mise en œuvre de modèles d'apprentissage automatique et d'intelligence artificielle et l'avancement de l'automatisation des processus grâce au Centre d'excellence en automatisation des processus robotiques. En 2021, l'équipe a fait appel à des partenaires à l'échelle de l'entreprise pour créer de nouveaux outils et processus d'aide à la décision qui améliorent notre situation financière et notre capacité de retour à nos employés. Voici quelques-uns des points saillants de ce travail :

- GenOS, une plateforme numérique qui présente de l'information sur la performance en temps presque réel et offre un soutien à la prise de décisions pour notre portefeuille de production. La centralisation dans une plateforme des modèles d'analyse et de science des données se rapportant à nos données d'exploitation nous permet de transmettre facilement aux équipes d'exploitation des données qui favorisent une augmentation tangible des produits des activités ordinaires et une réduction des coûts. Dans le cadre de la conception de cet outil en interne, nous nous sommes concentrés sur l'intégration des centrales éoliennes et solaires et avons commencé à travailler avec les équipes des secteurs Gaz et Hydroélectricité.
- La conclusion d'un partenariat industriel dans le cadre du programme AltaML Applied AI Lab, une initiative révolutionnaire visant à former et à élargir les talents locaux tout en améliorant nos activités par l'application de l'apprentissage machine et de l'intelligence artificielle. La cohorte de 2021 a travaillé sur 11 cas d'utilisation de la science des données, notamment pour concevoir un modèle de prédiction des périodes de pointe sur le marché de l'énergie pour notre équipe des opérations, et un modèle de prévision de l'écoulement des rivières pour nos activités hydroélectriques.

Gouvernance du développement durable

L'intégration réelle du développement durable au sein d'une organisation suppose une obligation de rendre compte au niveau du conseil et de la direction. Elle nécessite une compréhension des questions ESG et des mesures d'entreprise à prendre pour y répondre, tout en continuant à équilibrer les activités et la croissance.

Le développement durable fait l'objet d'une surveillance par le CGSDD du conseil de TransAlta. Le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable.

Les documents suivants aident à régir le développement durable chez TransAlta et sont accessibles au public sur notre site Web, sous la rubrique «Gouvernance» de la section «Investor Centre» :

- Code de conduite de la Société
- Code de conduite à l'intention des fournisseurs
- Politique de dénonciation
- Politique de gestion totale de la sécurité
- Politique relative aux droits de la personne et à la discrimination
- Politique en matière de relations avec les Autochtones
- Politique concernant la diversité du conseil et des effectifs et engagement en faveur de la diversité et de l'inclusion

Nous sommes membres d'organisations et de groupes de travail clés en matière de développement durable, notamment EXCEL Partnership, Canadian Business for Social Responsibility et le comité directeur d'électricité durable de l'Association canadienne de l'électricité, ce qui nous permet de valider et de soutenir notre stratégie et nos pratiques de développement durable.

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

Gouvernance et gestion du risque

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

Gouvernance

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

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

- L'efficacité du conseil est obtenue grâce à de solides évaluations annuelles et à la formation continue de nos administrateurs.
- La direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties prenantes de la collectivité.

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

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

Nos codes de conduite énoncent nos normes et attentes à l'égard de nos employés, membres de la direction, administrateurs, conseillers et fournisseurs en ce qui a trait notamment à la protection et au bon usage de nos actifs. Les codes énoncent aussi des lignes directrices en ce qui a trait à la protection de nos actifs, à la prévention des conflits d'intérêts, au respect en milieu de travail, à la responsabilité sociale, à la protection des renseignements personnels, au respect des lois, aux opérations d'initiés, à l'environnement, à la santé et à la sécurité, et à notre engagement envers une conduite éthique et honnête. Le code de conduite de la Société et le code de conduite à l'intention des administrateurs dépassent la portée des lois, règles et règlements qui régissent notre entreprise au sein des territoires où nous exerçons nos activités; ils énoncent les pratiques commerciales fondées sur des principes que tous les employés et administrateurs doivent suivre.

Chaque année, nous rappelons à nos employés, membres de la direction et administrateurs l'importance d'adopter un comportement éthique et professionnel dans leur travail quotidien et l'obligation d'attester annuellement qu'ils ont passé en revue et compris leurs responsabilités en vertu des codes de déontologie applicables. Aux termes de cette attestation, les employés, membres de la direction et administrateurs doivent également reconnaître qu'ils ont respecté les normes prévues dans nos codes respectifs au cours de la dernière année civile.

Le conseil veille à la gérance de la Société et s'assure que la Société met en place des politiques et procédures clés visant l'identification, l'évaluation et la gestion des risques principaux et des plans stratégiques. Le conseil surveille et évalue la performance et les progrès réalisés dans l'accomplissement des objectifs de la Société par des rapports transparents et en temps opportun du chef de la direction et de l'équipe de la haute direction. Nous avons également mis sur pied un processus d'évaluation annuel dans le cadre duquel nos administrateurs ont l'occasion d'évaluer le rendement du conseil, des comités du conseil, de chaque administrateur et du président du conseil.

Pour permettre au conseil d'établir et de gérer les aspects financier, environnemental et social de nos pratiques de gouvernance, le conseil a créé le CAFR, le CGSDD, le comité des ressources humaines («CRH») et le CPI.

Le CAFR, constitué de membres indépendants du conseil, aide ce dernier à s'acquitter de sa responsabilité de surveillance de l'intégrité de nos états financiers consolidés et du processus de présentation de l'information financière, des systèmes de comptabilité interne et des contrôles financiers, de la fonction d'audit interne, des compétences des auditeurs externes et des modalités de leur nomination, y compris la rémunération, l'indépendance, le rendement et les rapports, ainsi que des programmes de gestion du risque et de la conformité aux lois établis par la direction et le conseil. Le CAFR approuve les politiques de gestion des risques financiers et du risque lié aux produits de base et examine les rapports trimestriels sur la gestion des risques d'entreprise.

Le CGSDD est responsable d'élaborer et de recommander au conseil un ensemble de principes de gouvernance applicables à la Société et de surveiller la conformité à ces principes. Le CGSDD est également chargé du recrutement des membres du conseil, des plans de relève et de la proposition de candidats pour siéger au conseil et aux comités. En outre, le CGSDD aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait au suivi, par la Société, de la réglementation en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, des changements apportés à la politique publique, et de l'établissement de stratégies, de politiques et de pratiques en matière de changements climatiques, d'environnement, de santé et de sécurité, et de bien-être social, y compris les droits de la personne, les conditions de travail et l'approvisionnement responsable. Le CGSDD reçoit aussi un rapport annuel sur le processus d'attestation annuel des codes de conduite. Se reporter à «Gouvernance en matière de changements climatiques» sous la rubrique «Questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la surveillance exercée par le conseil sur les facteurs liés aux changements climatiques.

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance visant à s'assurer que la Société obtient systématiquement une solide performance en matière d'environnement, de santé et de sécurité, le CGSDD prend un certain nombre de mesures, y compris : i) recevoir des rapports réguliers de la direction concernant la conformité aux règles environnementales et les tendances en matière d'environnement et les réactions de TransAlta à cet égard; ii) recevoir des rapports et des comptes rendus portant sur les initiatives de la direction à l'égard des changements apportés à la législation sur les changements climatiques, sur l'évolution des politiques et des autres projets de loi ainsi que sur leur incidence éventuelle sur nos activités; iii) évaluer l'incidence de la mise en œuvre des politiques et autres mesures législatives relatives aux GES sur les activités de la Société; iv) examiner avec la direction les politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité de la Société; v) examiner avec la direction les pratiques en matière de santé et sécurité mises en œuvre au sein de la Société, ainsi que les processus d'évaluation et de formation mis en place pour traiter des problématiques; vi) analyser avec la direction des façons d'améliorer les processus et les pratiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité; et vii) examiner l'efficacité de notre réaction aux questions ESG et des nouvelles initiatives mises en place pour améliorer davantage la culture ESG de la Société.

Le CRH est habilité par le conseil à examiner et à approuver les principales politiques en matière de rémunération et de ressources humaines de la Société qui visent à attirer, à recruter, à conserver et à motiver les employés de la Société. Le CRH formule également des recommandations au conseil quant à la rémunération du chef de la direction, y compris l'examen et l'adoption de régimes de rémunération incitative fondée sur des titres de capitaux propres, l'adoption de politiques de ressources humaines qui soutiennent les droits de la personne et la conduite éthique, et l'examen et l'approbation de plans de relève et de perfectionnement des membres de la haute direction.

Le CPI est habilité par le conseil à superviser les conclusions de la direction en matière d'investissement et l'exécution des grands projets de dépenses d'investissement approuvés par le conseil qui favorisent les plans stratégiques de la Société. Le CPI aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui a trait à l'examen et au suivi des processus de gestion de projet et de contrôle, du profil financier, des coûts en capital, des pratiques d'approvisionnement et des calendriers de projet de façon plus approfondie que lors des réunions ordinaires du conseil sur lesquelles pèsent des contraintes de temps.

Les responsabilités des autres parties prenantes au sein de notre structure de contrôle de la gestion du risque sont décrites ci-dessous :

Le chef de la direction et les membres de la haute direction analysent les principaux risques tous les trimestres et en font rapport. Des examens particuliers de la gestion du risque lié aux opérations sont menés tous les mois par le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, ainsi que toutes les semaines par l'équipe de la gestion des risques liés aux produits de base, les gestionnaires commerciaux des opérations et de la commercialisation, et le premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances.

Le comité des investissements est un comité de gestion présidé par notre vice-président à la direction, F&A, stratégie et trésorier et qui se compose également du chef de la direction, du premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances, du chef de l'exploitation, et de la première vice-présidente, Services juridiques, commercialisation et affaires externes. Le comité examine et approuve toutes les dépenses d'investissement importantes, y compris les projets liés à la croissance, à la productivité, aux prolongations de la durée d'utilité et aux interruptions importantes à réaliser aux centrales alimentées au charbon. Les projets approuvés par le comité des investissements sont par la suite présentés au conseil aux fins d'approbation, au besoin.

Le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité est présidé par notre premier vice-président, Finances et opérations et chef de la direction des finances et est composé d'au moins trois membres de la haute direction. Il surveille la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et veille à ce que ce programme dispose des ressources adéquates pour faire le suivi des activités de négociation du point de vue de la gestion du risque et de la conformité. Il s'assure également de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique.

Le comité de l'exploitation hydroélectrique se compose de deux membres qui sont des employés de Brookfield possédant de l'expérience dans la gestion des installations hydroélectriques, et de deux membres de TransAlta. Ce comité a été créé en 2019 et se penchera sur les questions liées à l'exploitation et à la maximisation de la valeur des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. Il atteint ses objectifs en procédant à un examen des activités d'exploitation, de l'entretien, de la sécurité et des aspects environnementaux liés à ces actifs et, à la suite de cet examen, en fournissant des conseils d'experts et des recommandations à l'équipe opérationnelle en matière d'hydroélectricité de TransAlta. Le comité de l'exploitation hydroélectrique a un mandat initial de six ans, qui peut être prolongé de deux ans.

Les titres de TransAlta sont inscrits à la cote de la Bourse de Toronto et de la Bourse de New York, et la Société est assujettie à la réglementation, aux règles et aux normes en matière de gouvernance applicables de ces deux Bourses. Nos pratiques en matière de gouvernance respectent les règles en matière de gouvernance de la Bourse de Toronto et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières suivantes : i) le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*; ii) le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*; iii) l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*; et iv) le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance*. À titre d'«émetteur privé étranger», soit au sens de «foreign private issuer» aux termes des lois sur les valeurs mobilières américaines, il nous est généralement permis de nous conformer aux exigences en matière de gouvernance canadiennes. Pour de plus amples renseignements sur les pratiques en matière de gouvernance, consultez notre circulaire de sollicitation de procurations la plus récente.

Pandémie mondiale

Nous avons pris un certain nombre de mesures d'atténuation du risque en réponse à la pandémie de COVID-19. Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation et évaluent constamment ses répercussions sur les activités, les chaînes d'approvisionnement et les clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités et les affaires de la Société. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment des interruptions potentielles de la production, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'indisponibilité d'employés de TransAlta, de possibles retards dans les projets de croissance, un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et des évaluations des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que la demande d'électricité et le prix des produits de base.

Afin de gérer les risques résultant de la COVID-19, nous continuons de prendre un certain nombre de mesures pour poursuivre les efforts de continuité des activités de la Société :

Mesures prises par la direction

- Communication régulière avec le conseil et les employés en ce qui concerne la réponse de la société à la COVID-19
- Maintien et tenue à jour des protocoles sanitaires liés à la COVID-19, y compris une stratégie de retour au bureau et sur les sites et une stratégie de travail à distance qui resteront en place jusqu'à ce que la pandémie devienne une endémie
- Élaboration de plans de leadership, y compris des plans pour assurer la relève des dirigeants, au besoin

Changements aux politiques

- Alignement continu des exigences relatives aux voyages non essentiels et à la mise en quarantaine sur les directives des autorités locales pour tous les employés et entrepreneurs de TransAlta dans tous les territoires où nous exerçons nos activités

Changements relatifs aux employés

- Rassurance des employés par rapport au fait que la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence sur leur emploi au sein de TransAlta
- Mise en place et maintien de procédures de dépistage, y compris des questionnaires et des prises de la température, des mesures de nettoyage améliorées et des protocoles de travail rigoureux dans les bureaux et installations de la Société conformément à notre stratégie de retour au bureau et sur les sites afin de s'assurer que les employés puissent travailler en toute sécurité
- Maintien des politiques afin de permettre aux employés occupant un poste jugé non essentiel de travailler à distance, le cas échéant
- Organisation d'assemblées générales concernant la COVID-19 et de séances d'information pour les employés avec la participation d'experts en médecine et d'épidémiologistes

Changements opérationnels

- Modification de nos procédures d'exploitation et mise en œuvre des restrictions relatives à l'accès non essentiel à nos installations afin de maintenir nos activités tout au long de la pandémie
- Examen du risque lié à la chaîne d'approvisionnement associé aux principaux intrants du processus de production d'électricité et mise en œuvre d'un suivi hebdomadaire de l'évolution du risque
- Communication avec nos principales personnes-ressources de la chaîne d'approvisionnement pour établir des stratégies et des mesures d'urgence nous permettant de continuer à faire progresser nos projets de croissance, dans la mesure du possible
- Détection de nouveaux risques liés à la cybersécurité associés aux courriels d'hameçonnage et aux protocoles de sécurité améliorés, et renforcement de la conscientisation aux menaces éventuelles

Surveillance financière

- Maintien d'un programme complet de couverture du prix des produits de base pour nos actifs commerciaux permettant de faire face à l'évolution des conditions du marché sous-jacent
- Maintien de la surveillance des contreparties en ce qui concerne les variations de leur solvabilité, ainsi que leur capacité à remplir leurs obligations
- Surveillance continue de la situation et communication avec nos principaux prêteurs concernant les incidences prévisibles et nos interventions face à la crise; nos facilités de crédit consenties actuelles nous permettent de maintenir une situation financière solide et des liquidités considérables

De façon générale, nous restons au fait de la situation et des conseils des responsables de la santé publique afin de nous adapter aux nouvelles recommandations et de modifier notre réponse et notre approche, au besoin.

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

Politiques

Nous appliquons, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales ainsi que l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies. Tous les employés et les administrateurs sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la Société.

Présentation de l'information

Nous faisons régulièrement rapport sur notre exposition au risque résiduel aux principaux décideurs, y compris le conseil, le CAFR, la haute direction ou le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, le cas échéant. Les rapports à ce dernier comité comprennent une analyse des nouveaux risques, le suivi des limites du risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et l'examen de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque. Ces rapports mensuels garantissent que la gestion et le contrôle du risque sont efficaces et effectués en temps opportun.

Systeme de dénonciation

Nous avons mis en place un processus par lequel les employés, les entrepreneurs, les actionnaires ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon confidentielle ou anonyme leurs préoccupations éventuelles juridiques ou éthiques, y compris des préoccupations à l'égard de questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou d'information financière ou encore à l'égard de prétendus manquements à toute loi ou à notre code de conduite. Elles peuvent être présentées soit directement au CAFR ou en communiquant avec le service d'aide en matière d'éthique de TransAlta par téléphone au numéro sans frais ou en ligne. Le président du CAFR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAFR reçoit à chaque réunion trimestrielle du comité un rapport sur les conclusions relatives à toute plainte majeure ou à toute plainte relative à des questions de comptabilité ou d'information financière ou à de prétendus manquements liés au contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Valeur à risque et positions de négociation

La valeur à risque («VaR») est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés en raison de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base. La VaR est calculée et communiquée quotidiennement. Cette mesure indique les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché.

La VaR est une mesure fréquemment employée dans le secteur pour faire le suivi du risque associé aux positions et aux portefeuilles en ce qui a trait à la gestion du risque lié aux produits de base. Les deux méthodes courantes d'estimation de la VaR sont la méthode de la variance/covariance historique et la méthode Monte-Carlo. Nous estimons la VaR au moyen de la méthode de la variance/covariance historique. Le point faible de la méthode de la variance/covariance historique pour estimer la VaR est que l'information historique utilisée dans l'estimation peut ne pas être révélatrice du risque de marché futur. Des simulations sont effectuées périodiquement pour mesurer l'incidence financière sur le portefeuille de négociation des événements se produisant sur le marché, notamment les fluctuations des prix du marché, leur volatilité et les relations entre eux. Nous avons également recours à d'autres mesures d'atténuation du risque. La VaR au 31 décembre 2021 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2020). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos plans, rendements et résultats futurs, ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques ne surviennent pas isolément les uns des autres et doivent être pris en compte dans leur ensemble. De plus amples renseignements sur les facteurs de risque touchant la Société, lesquels sont intégrés par renvoi aux présentes, sont fournis à la rubrique «Facteurs de risque» de la notice annuelle qui se trouve sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com et sous notre profil sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.edgar.gov.

Un renvoi aux présentes à une incidence défavorable importante sur la Société signifie que la Société ou ses activités, son fonctionnement, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte, subissent une telle incidence.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2021. Chaque élément de l'analyse de sensibilité suppose que toutes les autres variables possibles sont maintenues. La sensibilité se rapporte à la période et à l'amplitude des fluctuations sur lesquelles elle est fondée. Le résultat de l'analyse de sensibilité pourrait varier pour d'autres périodes si la conjoncture économique était différente et si les fluctuations étaient plus importantes. Les variations de taux ne sont pas réputées être proportionnelles au résultat dans tous les cas.

Risque lié au volume

Le risque lié au volume découle des variations de la production prévue. Le rendement financier de nos centrales d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne et d'énergie solaire est largement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, et l'écoulement de surface pourraient avoir une incidence sur le débit d'eau de nos centrales. La force et la constance des ressources de nos centrales éoliennes peuvent avoir une incidence sur la production. Les températures ambiantes et la disponibilité de l'approvisionnement en eau et en combustible peuvent également avoir une incidence sur les activités des centrales thermiques. Si nous sommes incapables de produire une quantité suffisante d'énergie pour respecter les volumes stipulés dans nos contrats, nous pourrions devoir acquitter des pénalités ou acheter de l'énergie de remplacement sur le marché.

Nous gérons le risque lié au volume de la façon suivante :

- en gérant activement nos actifs et leur état afin d'être proactifs sur le plan de l'entretien des centrales, de sorte que celles-ci puissent produire les volumes requis;
- en surveillant du mieux que nous pouvons les ressources hydriques partout en Alberta et en optimisant cette ressource compte tenu des possibilités du marché de l'électricité en temps réel;
- en établissant nos installations dans des emplacements où nous croyons que les ressources sont adéquates pour produire la quantité d'électricité pour satisfaire aux exigences de nos contrats; nous ne pouvons toutefois pas garantir que ces ressources seront disponibles lorsque nous en aurons besoin ou qu'elles le seront en quantité suffisante;
- en diversifiant nos combustibles et nos emplacements géographiques exploités afin d'atténuer les risques liés à des événements spécifiques se rapportant à la région ou aux combustibles.

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

| Facteur | Augmentation ou diminution (%) | Incidence approximative sur le résultat net |
|-----------------------------|--------------------------------|---|
| Disponibilité et production | 1 | 12 millions de dollars |

Risque lié au matériel et à la technologie de production

Le risque de panne du matériel imputable à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres, pourrait avoir une incidence négative importante sur la Société. Bien que nos centrales soient en général exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques d'exploitation, comme des défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, ainsi que d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production. Si les centrales ne respectent pas les objectifs de disponibilité ou de production précisés dans leurs CAÉ ou d'autres contrats à long terme, nous pourrions être tenus de dédommager l'acheteur pour la perte liée à la disponibilité de production ou de constater une réduction des paiements d'énergie ou de capacité. Une interruption dans des installations marchandes peut entraîner une perte de possibilités d'affaires. Par conséquent, une interruption prolongée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

Par ailleurs, nous sommes exposés au risque d'approvisionnement en pièces spécialisées dont le délai d'approvisionnement peut être long. Si nous sommes dans l'incapacité de nous procurer ces pièces quand nous en avons besoin pour nos activités d'entretien, nous pourrions faire face à une période d'indisponibilité prolongée du matériel requis pour produire l'électricité.

Nous gérons le risque lié à notre matériel et à notre technologie de production de la façon suivante :

- en exploitant nos centrales selon des normes d'exploitation précises du secteur qui optimisent la disponibilité de nos centrales sur leur durée de vie commerciale;
- en effectuant des travaux d'entretien préventif conformément aux pratiques du secteur applicables, aux recommandations des principaux fournisseurs de matériel et à notre expérience en exploitation;
- en adoptant un programme de travaux d'entretien complet selon un calendrier de révisions générales établi;
- en ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type, de l'âge et du risque commercial du matériel;
- en souscrivant un montant adéquat d'assurance en cas d'interruptions qui couvre les arrêts forcés;
- en incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ ainsi que dans les autres contrats à long terme qui nous permettent de déclarer une situation de force majeure en cas de défaillance imprévue;
- en choisissant et en utilisant une technologie éprouvée dans nos centrales, lorsque cela est possible;
- lorsque la technologie est plus récente, en s'assurant que les ententes de service avec les fournisseurs de matériel comprennent des garanties de disponibilité et de rendement appropriées;
- en surveillant le rendement de notre portefeuille par rapport à celui du secteur afin de relever les questions ou les avancées qui peuvent avoir une incidence sur le rendement et en ajustant nos programmes d'entretien et d'investissement en conséquence;
- en négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composantes clés seront rapidement disponibles dans l'éventualité d'une interruption importante;
- en concluant des ententes à long terme avec nos partenaires stratégiques en matière d'approvisionnement afin d'assurer la disponibilité des pièces de rechange importantes;
- en mettant en œuvre une stratégie de gestion des actifs à long terme qui optimise les cycles de vie de nos centrales existantes ou en relevant les besoins de remplacement de nos actifs de production.

Risque lié au prix des produits de base

Nous sommes exposés aux fluctuations du prix de certains produits de base, notamment le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité, tant dans le cadre de nos activités de production d'électricité que dans celui de nos activités de négociation pour compte propre.

Nous gérons l'exposition aux risques financiers associés aux fluctuations du prix de l'électricité :

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l'électricité, la vapeur et d'autres services sont fournis;
- en conservant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme pour atténuer notre exposition aux fluctuations à court terme des prix des produits de base;
- en achetant le gaz naturel en fonction de la production des centrales marchandes de façon à ce que les marges électricité-combustible du marché au comptant soient suffisantes pour que la production et la vente d'électricité soient rentables;
- en nous assurant que des plafonds et des contrôles à l'égard de nos activités de négociation pour compte propre sont établis.

En 2021, environ 78 % de notre production (90 % en 2020) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. En cas d'interruption planifiée ou non planifiée ou d'un événement similaire, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité que nous devons acheter sur le marché pour remplir nos obligations d'approvisionnement en vertu de contrats à court et à long terme.

Nous gérons les risques financiers associés aux fluctuations du coût du combustible utilisé dans la production :

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix du combustible fourni à nos centrales;
- en couvrant le coût des émissions au moyen de diverses ententes d'échange de quotas d'émission;
- en ayant recours, de manière sélective, à des instruments de couverture, le cas échéant, afin de fixer le prix du combustible.

En 2021, 70 % (89 % en 2020) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 80 % (78 % en 2020) de notre coût d'achat de charbon était fixé par contrat.

La variation réelle du résultat net peut différer des sensibilités calculées et pourrait ne pas être linéaire en raison des occasions d'optimisation, des codépendances, de la réduction des coûts, de la production, de la disponibilité et d'autres facteurs.

Risque lié à l'approvisionnement en charbon

La disponibilité du combustible en quantité suffisante pour nos besoins de production est essentielle pour maintenir notre capacité de produire les volumes d'électricité exigés en vertu de nos contrats et saisir les occasions de vente. Dans le secteur Centralia, les interruptions des activités minières de nos fournisseurs, la disponibilité de trains pour livrer le charbon et la viabilité financière de nos fournisseurs de charbon pourraient avoir une incidence sur notre capacité de production d'électricité.

Nous gérons le risque lié à l'approvisionnement en charbon de la façon suivante :

- en concluant des contrats avec différents fournisseurs pour le charbon utilisé dans le secteur Centralia afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel;
- en concluant suffisamment de contrats de transport du charbon par train pour satisfaire aux besoins du secteur Centralia;
- en nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans le secteur Centralia répondront aux exigences d'utilisation;
- en veillant à ce que des installations de manutention et de stockage du charbon efficaces soient en place afin que le charbon livré puisse être traité efficacement et en temps opportun;
- en surveillant et en maintenant les spécifications du charbon et en veillant à ce que celles-ci soient bien appariées avec les exigences de nos centrales;
- en surveillant la viabilité financière des fournisseurs du secteur Centralia;
- en couvrant le risque lié au prix du diesel compris dans les frais d'extraction minière et de transport.

Approvisionnement en gaz naturel et risque lié au prix

Pour maintenir la fiabilité et la disponibilité de nos centrales alimentées au gaz, il est essentiel de disposer de volumes de gaz naturel et de services de transport de gaz naturel suffisants. La garantie d'un service de transport par gazoduc et d'un approvisionnement en gaz naturel adéquats pour nos unités alimentées au gaz peut être affectée, entre autres, par le calendrier de réception des approbations réglementaires et autres à l'égard des contrats de transport fermes, les événements liés aux conditions météorologiques, les arrêts de travail, l'entretien du système, la variabilité de la pression et des débits hydrauliques des gazoducs, et les répercussions d'autres événements survenus naturellement. Le prix du gaz naturel est déterminé par les fondamentaux de l'offre et de la demande du marché du gaz naturel en Amérique du Nord et dans le monde. Nous sommes exposés aux variations des prix du gaz naturel, ce qui peut avoir une incidence sur la rentabilité de nos installations et sur la façon dont elles sont réparties sur le marché.

Nous gérons les risques liés à l'approvisionnement en gaz et aux prix du gaz comme suit :

- en veillant à ce que nous disposions d'au moins deux gazoducs fournissant le gaz utilisé pour la production d'électricité en Alberta;
- en concluant des contrats fermes pour la livraison et la fourniture de gaz;
- en surveillant la viabilité financière des producteurs de gaz et des gazoducs;
- en couvrant le risque lié au prix du gaz;
- en surveillant les calendriers d'entretien des gazoducs et la disponibilité du transport.

Risque lié à la conformité aux règles environnementales

Le risque lié à la conformité aux règles environnementales est inhérent à nos activités et est lié à la réglementation environnementale existante ou aux modifications qui y sont apportées. De nouveaux objectifs en matière de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont en voie d'être établis par les gouvernements au Canada, en Australie et aux États-Unis. Nous nous attendons à ce que les investisseurs et les autres parties prenantes se préoccupent de plus en plus de la performance en matière de développement durable. Les modifications apportées à la réglementation pourraient avoir une incidence sur nos résultats en donnant lieu à une réduction du cycle de vie des installations de production et en imposant des coûts additionnels liés à la production d'électricité découlant de mesures telles que des plafonds d'émission ou des taxes sur les émissions, ou en exigeant que nous engagions des dépenses d'investissement supplémentaires en technologie de réduction des émissions ou des investissements dans des crédits compensatoires. Nous prévoyons une augmentation de ces coûts de conformité en raison de l'attention accrue portée par le monde politique et le public aux enjeux environnementaux.

Nous gérons le risque lié à la conformité aux règles environnementales de la façon suivante :

- en tentant d'améliorer continuellement les nombreuses mesures du rendement comme les émissions, la sécurité, les effets sur le sol et l'eau, et les incidents environnementaux;
- en réalisant des audits des systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité de afin d'évaluer la conformité à notre système de gestion totale de la sécurité, conçu pour améliorer continuellement notre performance;
- en déployant d'importantes ressources d'expérience pour qu'elles collaborent avec les organismes de réglementation du Canada, de l'Australie et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification à la réglementation soit bien conçue et efficiente;
- en élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au SO₂ et au NO_x, qui seront ajustées lorsque les règlements seront finalisés;
- en achetant des crédits compensatoires ou des crédits carbone aux fins de réduction des émissions;
- en investissant dans des projets d'énergie renouvelable, notamment la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique, ainsi que dans des technologies de stockage;
- en intégrant des dispositions au chapitre des modifications de lois dans nos contrats qui permettent le recouvrement de certains coûts de conformité auprès de nos clients.

Nous nous engageons à nous conformer à tous les règlements environnementaux touchant les activités et les centrales. Le respect des exigences réglementaires et des normes du système de gestion est régulièrement revu à l'aide de nos procédés de garantie d'exécution, et les résultats sont présentés au CGSDD.

Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Ce risque est lié à la capacité d'une contrepartie de respecter ses obligations financières ou de performance envers nous ou de nous fournir les produits ou services que nous avons payés au préalable. L'incapacité de recouvrer les sommes qui nous sont dues ou de recevoir les produits ou services pourrait avoir une incidence négative sur notre résultat net et nos flux de trésorerie.

Nous gérons notre exposition au risque de crédit de la façon suivante :

- en élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par contrepartie;
- en exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris des examens commercial, financier, juridique et opérationnel;
- en ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit, des garanties au comptant ou des assurances de crédit de tiers si une contrepartie dépasse les limites établies. Ces garanties peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations;
- en dressant un rapport sur notre exposition au risque à l'aide de diverses méthodes permettant aux principaux décideurs d'évaluer le risque de crédit représenté par chaque contrepartie. Ce rapport nous permet aussi d'établir les limites de crédit et la composition des contreparties selon leur note de crédit.

Si les limites établies sont dépassées, nous prenons des mesures pour réduire le risque de crédit en demandant une garantie, le cas échéant, ou en mettant fin aux activités commerciales avec la contrepartie qui constitue un risque. Toutefois, rien ne garantit que nous réussirons à éviter les pertes découlant du manquement à des obligations d'une contrepartie au contrat.

Au besoin, des mesures supplémentaires d'atténuation du risque seront prises pour réduire le risque auquel est exposée TransAlta. Ces mesures d'atténuation du risque peuvent comprendre, sans s'y limiter, le suivi immédiat des montants en souffrance, la modification de l'échéancier des paiements pour s'assurer de recevoir une partie des fonds plus rapidement, la demande de garanties supplémentaires, la réduction des délais de règlement des transactions et la collaboration étroite avec les contreparties concernées pour trouver des solutions négociées.

Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020. En 2021, nous n'avons subi aucune perte importante liée à une contrepartie. Nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de couverture et nos activités liées aux opérations sur les produits énergétiques, et nous prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Le tableau suivant décrit notre exposition maximale au risque de crédit, compte non tenu des garanties détenues ou des droits de compensation, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2021 :

| | Note de qualité investissement (%) | Note de qualité inférieure (%) | Total (%) | Montant total |
|---|--|--------------------------------------|--------------|------------------|
| Créances clients et autres débiteurs ^{1,2} | 89 | 11 | 100 | 651 |
| Créances au titre de contrats de location-financement non courantes | 100 | — | 100 | 185 |
| Actifs de gestion du risque ¹ | 86 | 14 | 100 | 707 |
| Total | | | | 1 543 |

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

2) Comprennent le prêt à recevoir à l'égard duquel les contreparties n'ont aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, est de 37 millions de dollars (22 millions de dollars en 2020).

Des contreparties concluent certains contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats exigent que les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation liée à ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut avoir une incidence sur notre capacité à conclure ces contrats ou tout contrat conclu dans le cours normal des affaires, entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter le montant de la garantie qui doit être fournie. Certains contrats existants contiennent des clauses conditionnelles au titre de l'évaluation du crédit, lesquelles, lorsqu'elles sont appliquées, augmentent automatiquement les coûts prévus au contrat ou nécessitent la fourniture d'une garantie additionnelle. Lorsque la condition se rapporte à la note la plus basse, une révision à la baisse d'un niveau par une agence de notation ayant initialement accordé une note plus élevée ne peut, toutefois, avoir un nouvel effet défavorable direct.

Risque de change

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités d'exploitation dans d'autres pays, du résultat de ces activités, de l'acquisition de matériel et de services et de produits de base libellés en monnaies étrangères provenant de fournisseurs étrangers, ainsi que de notre dette libellée en dollars américains. Nous sommes surtout exposés au risque de change découlant des dollars américain et australien. Les fluctuations des monnaies étrangères par rapport au dollar canadien pourraient avoir une incidence sur le résultat, les flux de trésorerie ou la valeur de nos investissements à l'étranger, dans la mesure où ces investissements ou ces flux de trésorerie ne sont pas couverts ou que ces couvertures sont inefficaces.

Nous gérons le risque de change de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en couvrant nos investissements nets dans les établissements aux États-Unis au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- en concluant des contrats de change à terme aux fins de couverture des dépenses futures libellées en monnaies étrangères, y compris les titres d'emprunt de premier rang en dollars américains qui ne font pas partie de notre portefeuille d'investissement net;
- en couvrant nos flux de trésorerie provenant des activités à l'étranger prévus. Notre cible est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans, dont un minimum de 90 % au cours de l'année considérée, 70 % au cours de l'année suivante, 50 % au cours de la troisième année et 30 % au cours de la quatrième année. L'exposition au dollar américain et au dollar australien, déduction faite de service de la dette et des dépenses d'investissement de maintien, est gérée au moyen de contrats de change à terme.

L'analyse de sensibilité de notre résultat net par rapport aux variations des taux de change a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ des devises américaines et australiennes par rapport au dollar canadien se traduit par une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre, comme il est indiqué ci-dessous :

| Facteur | Augmentation ou diminution | Incidence approximative sur le résultat net |
|----------------|----------------------------|---|
| Taux de change | 0,03 \$ | 12 millions de dollars |

Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour le financement de nos projets en immobilisations, le refinancement de la dette, le règlement des passifs, nos activités de négociation et de couverture, et les activités générales du siège social. Les notes de crédit favorisent ces activités et les variations des notes de crédit peuvent avoir une incidence sur notre capacité d'accéder aux marchés financiers, de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités, y compris celles menées par notre secteur Commercialisation de l'énergie, ou sur les coûts y afférents.

Nous continuons à nous concentrer sur le maintien de notre situation et de notre souplesse financières. Les notes de crédit attribuées à TransAlta, ainsi que les perspectives connexes de l'agence de notation, sont décrites à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion. Les notes de crédit peuvent faire l'objet d'une révision ou d'un retrait en tout temps par l'agence de notation, et rien ne garantit que les notes de crédit de TransAlta et les perspectives connexes ne seront pas modifiées, ce qui pourrait entraîner les incidences négatives décrites ci-dessus.

Au 31 décembre 2021, nos liquidités, qui s'élevaient à 2,2 milliards de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse qui pourront être prélevés et affectés aux projets en 2022.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

- en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché;
- en présentant régulièrement des rapports au comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, à la haute direction et au CAFR sur l'exposition au risque de liquidité de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base;
- en maintenant un bilan solide;
- en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles;
- en surveillant les positions de négociation.

Risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt. Les variations de notre coût en capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

Nous gérons le risque de taux d'intérêt de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en ayant recours à une combinaison de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable;
- en surveillant la répartition entre titres d'emprunt à taux fixe et titres d'emprunt à taux variable et en y apportant des ajustements pour en assurer l'efficacité;
- en couvrant de façon opportune le risque lié aux émissions de titres d'emprunt connues.

Au 31 décembre 2021, environ 3 % (7 % en 2020) du total de notre dette était exposé aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variable et de swaps de taux d'intérêt.

La sensibilité des fluctuations des taux d'intérêt par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

| Facteur | Augmentation ou diminution (%) | Incidence approximative sur le résultat net |
|----------------|--------------------------------|---|
| Taux d'intérêt | 30 pdb | Moins de 1 million de dollars avant impôts |

La réforme des taux interbancaires offerts pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. La facilité utilise comme taux de référence le LIBOR pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, tandis que l'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois. À ce jour, aucun emprunt en dollars américains n'a été effectué sur la facilité et il existe actuellement un plan visant à supprimer les taux CDOR à six et à douze mois, ce qui n'a pas d'incidence sur la facilité ni sur l'obligation sans recours.

Les swaps de taux d'intérêt différés en dollars américains en cours ne devraient pas être touchés étant donné que le LIBOR à trois mois sera publié jusqu'au 30 juin 2023. Ils devraient être réglés en 2022.

Risque lié à la gestion de projets

Dans le cadre des projets en immobilisations, nous sommes exposés aux risques liés au dépassement de coûts, à l'échéancier et au rendement.

Nous gérons ces risques de la façon suivante :

- en nous assurant que tous les projets suivent les processus et politiques établis par la Société;
- en recensant les principaux risques à chaque étape de la mise en valeur d'un projet et en veillant à ce que les plans d'atténuation soient pris en compte dans les estimations de capital et les imprévus;
- en examinant les plans des projets, les principales hypothèses et les résultats avec la haute direction avant de les faire approuver par le conseil;
- en appliquant de manière uniforme les méthodologies et les processus de gestion de projet;
- en déterminant des stratégies de passation de contrats qui soient cohérentes avec la portée et l'échelle du projet afin de garantir que les principaux risques, tels que la main-d'œuvre et la technologie, soient gérés par les entrepreneurs et les fournisseurs de matériel;
- en garantissant que les contrats de construction et de matériel important comprennent des conditions essentielles de rendement, de délais et de qualité, assorties de niveaux appropriés de dommages-intérêts prédéterminés;
- en révisant les projets après leur mise en service commerciale afin de s'assurer que les leçons qui en sont tirées sont intégrées dans le projet suivant;
- en négociant les contrats de construction et de matériel important afin de fixer les principales modalités telles que le prix, la disponibilité du matériel à long délai de livraison, les taux de change et les garanties dans la mesure où cela est économiquement possible avant de poursuivre le projet;
- en négociant des conventions collectives afin de garantir les coûts, la demande et la productivité.

Risque lié aux ressources humaines

Le risque lié aux ressources humaines découle de l'incidence possible sur nos activités des modifications survenues sur le lieu de travail. Le risque lié aux ressources humaines peut être attribuable à différents facteurs :

- Une interruption possible découlant d'un conflit de travail à nos installations de production
- La réduction de la productivité en raison du roulement de personnel
- L'incapacité de parachever des travaux essentiels en raison des postes vacants
- L'incapacité de maintenir une rémunération juste en raison des modifications des taux du marché
- L'insuffisance de compétences imputable à une formation déficiente, au fait que les employés existants n'ont pas veillé au transfert des connaissances ou au manque d'expérience des employés actuels

Nous gérons le risque lié aux ressources humaines de la façon suivante :

- en surveillant les échelles de rémunération au sein de l'industrie et en versant des salaires qui correspondent à ces mesures;
- en ayant recours à une rémunération incitative afin que les objectifs des employés soient conformes à ceux de la Société;
- en surveillant et en gérant les niveaux cibles de roulement du personnel;
- en nous assurant que les nouveaux employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2021, 33 % (46 % en 2020) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (10 en 2020). L'augmentation du nombre de conventions collectives s'explique par la division d'une convention collective en deux conventions collectives. La diminution du pourcentage de main-d'œuvre syndiquée découle de la conversion du charbon au gaz et de la mise hors service subséquente de l'unité 1 de la centrale de Keephills. En 2021, une convention a été renégociée (deux en 2020). Nous prévoyons négocier avec succès sept conventions collectives en 2022.

Risque lié à la réglementation et à la politique

Le risque lié à la réglementation et à la politique à l'égard de nos activités découle des changements éventuels apportés aux structures de réglementation existantes et de l'influence de la politique sur nos structures dans chaque territoire où nous exerçons nos activités. Ce risque peut découler de la réglementation et de la déréglementation du marché, de la surveillance et du contrôle accrus, des changements de structure ou de conception des marchés ou d'influences imprévues. Les règles du marché sont en constante évolution, et nous ne pouvons prédire s'il y aura des changements importants à la réglementation en matière d'environnement ni les conséquences ultimes que ces changements pourraient avoir sur nos activités. Ce risque comprend, notamment, les incertitudes associées à l'élaboration de politiques de tarification du carbone et au financement.

Nous gérons ces risques systématiquement grâce à nos groupes de conformité à la réglementation et aux lois et à notre programme de conformité, lequel fait l'objet d'un examen périodique afin d'assurer son efficacité. Nous collaborons également avec les gouvernements, les organismes de réglementation, les exploitants de réseaux électriques et d'autres parties prenantes pour tenter de trouver une solution à ces questions à mesure qu'elles surviennent. Nous suivons de près les changements aux règles et à la conception du marché et nous prenons part aux processus d'engagement des parties prenantes menés par des organismes du secteur et du gouvernement. Ces mesures ainsi que d'autres avenues nous permettent de participer activement aux débats sur la défense des droits et les politiques à différents niveaux. Ces consultations avec les parties prenantes nous ont permis de prendre part de façon dynamique à des débats à plus long terme avec les gouvernements et des organismes de réglementation.

Les investissements à l'étranger sont exposés à des incertitudes et à des risques particuliers liés à la structure politique, sociale et économique et au régime réglementaire de chaque pays. Nous atténuons ce risque au moyen d'un financement sans recours et d'une assurance.

Risque lié au transport

L'accès aux lignes de transport d'énergie et à la capacité de transport de la production existante et nouvelle est essentiel pour nous permettre d'offrir à nos clients l'électricité produite dans nos centrales. Le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport dans les marchés où nous exerçons nos activités continue d'augmenter du fait que les nouvelles connexions au réseau électrique sont insuffisantes pour répondre à la demande malgré l'ajout de connexions dans le cadre de nouveaux projets visant à élargir le réseau de transport.

Risque lié à la réputation

Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités en raison des changements d'opinion du public, des partenaires privés, des gouvernements et d'autres entités.

Nous gérons le risque lié à la réputation de la façon suivante :

- en nous distinguant comme voisin et partenaire d'affaires au sein des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités pour établir des liens durables fondés sur une compréhension mutuelle qui se traduiront par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et d'autres parties prenantes de la collectivité;
- en communiquant clairement de façon périodique et transparente nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties prenantes;
- en utilisant des technologies novatrices en vue d'améliorer nos activités, notre environnement de travail et notre empreinte environnementale;
- en entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales;
- en faisant du développement durable une stratégie d'entreprise à plus long terme;
- en nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et conformément aux valeurs de notre Société;
- en expliquant aux parties prenantes, en temps opportun, l'incidence et le motif des décisions d'affaires;
- en maintenant des valeurs d'entreprise solides qui soutiennent les initiatives associées à la gestion du risque lié à la réputation, y compris la signature annuelle du code de conduite.

Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et de nos partenariats et des fonds que celles-ci nous versent sous la forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales et nos partenariats peuvent être assujettis à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité à nous verser des distributions en espèces.

Risque lié à la cybersécurité

Nous sommes tributaires de nos technologies de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique et les données que nous utilisons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Dans le contexte d'une cybersécurité en constante évolution, les attaques ou autres atteintes à la sécurité du réseau ou des systèmes d'information peuvent entraîner l'interruption de nos activités commerciales. Les responsables des cyberattaques peuvent avoir recours à des techniques, allant de l'exploitation des vulnérabilités de notre base d'utilisateurs à l'utilisation unique ou multiple de codes malveillants sophistiqués pour tenter de passer outre nos contrôles de sécurité du réseau. Ils peuvent également utiliser une combinaison de plusieurs techniques pour contourner les dispositifs de protection comme les pare-feu, les systèmes de prévention des intrusions et les logiciels antivirus qui se trouvent dans nos systèmes d'infrastructure de réseau. La réussite d'une cyberattaque pourrait entraîner l'interception, la destruction, l'utilisation ou la diffusion non autorisées de notre information et l'interruption de nos activités commerciales.

Nous prenons continuellement des mesures pour protéger notre infrastructure contre les cyberattaques potentielles qui peuvent causer des dommages à notre infrastructure, à nos systèmes et à nos données. Le modèle de cybersécurité de TransAlta repose sur trois piliers : la technologie, les processus et les gens. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face aux cyberrisques et menaces spécifiques auxquels TransAlta est exposée. Parmi les cyberrisques importants qui pourraient constituer une menace pour TransAlta, mentionnons l'hameçonnage, les rançongiciels, l'ingénierie sociale, la chaîne d'approvisionnement, la prise en otage des produits de base, les mesures prises par l'État, l'intelligence artificielle, les attaques par apprentissage machine et un risque élevé de rotation du personnel de la cybersécurité. Les contrôles et les mesures de protection proactifs visant à atténuer les risques et les menaces liés à la cybersécurité auxquels est exposée l'entreprise comprennent ce qui suit :

- Utiliser les technologies pour restreindre la communication sur les réseaux de TransAlta afin de limiter la capacité des pirates informatiques d'atteindre leurs objectifs
- Confier en sous-traitance à une société tierce spécialisée dans la cybersécurité les composantes essentielles de notre programme de cybersécurité

- Améliorer nos politiques et nos processus en procédant à des examens périodiques et à la simulation d'exercices sur maquette
- Mettre en place une campagne de sensibilisation à la cybersécurité et un programme de formation efficaces et percutants
- Intégrer la cybersécurité dans nos processus opérationnels et procéder à de solides évaluations des risques liés à la cybersécurité
- Améliorer constamment notre programme de cybersécurité afin qu'il soit efficace pour répondre aux risques liés à la cybersécurité et y faire face

Bien que nous disposions d'une cyberassurance, ainsi que de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures de sauvegarde des données conçus de manière à nous protéger contre les atteintes à la sécurité des centrales, des infrastructures et des données ou à en limiter l'incidence, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes pour empêcher les atteintes à la sécurité ou, si ces atteintes se produisent, qu'elles seront réprimées de manière appropriée et en temps opportun. Nous surveillons étroitement la mise en œuvre de nos mesures de prévention et de détection pour gérer ces risques.

Conjoncture économique générale

Les fluctuations de la conjoncture économique générale influent sur la demande de produits, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses d'investissement, la valeur de recouvrement nette des immobilisations corporelles, les coûts de financement, le risque de crédit et de liquidité, et le risque de contrepartie.

Risque lié à la croissance

Notre plan d'affaires vise notamment la croissance grâce au repérage d'acquisitions appropriées ou à l'obtention de nouveaux projets de construction. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des occasions de croissance à l'avenir, de mener à bien des occasions de croissance qui augmenteront le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer ces occasions de croissance dans nos activités existantes. La mise en œuvre réussie de notre stratégie de croissance exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente, et que des ressources suffisantes soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de telles occasions et pour acquérir et intégrer avec succès ces actifs dans notre entreprise.

Impôts sur le résultat

Nos activités sont complexes, et nos établissements sont situés dans plusieurs pays. Le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. La direction est d'avis que sa provision pour impôts sur le résultat est appropriée et conforme à la *Loi de l'impôt sur le revenu* et aux IFRS d'après toute l'information dont elle dispose.

La Société est assujettie aux lois, aux conventions et aux réglementations fiscales en constante évolution à l'intérieur des pays et entre ceux-ci. Diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons nos activités pourraient entraîner des changements au titre de la méthode de calcul des impôts différés ou pourraient entraîner des changements au titre de la charge d'impôts sur le résultat ou de la charge d'impôts autre que sur le résultat. Récemment, l'accent a été mis davantage sur les enjeux liés à la fiscalité des sociétés multinationales. Une modification dans les lois, les conventions ou les réglementations fiscales ou à l'égard de leur interprétation pourrait se traduire par une charge d'impôts sur le résultat ou une charge d'impôts autre que sur le résultat nettement plus élevée et susceptible d'avoir un effet néfaste important sur la Société.

La sensibilité de notre résultat net aux modifications du taux d'imposition est présentée ci-dessous :

| Facteur | Augmentation ou diminution (%) | Incidence approximative sur le résultat net |
|-------------------|---------------------------------------|--|
| Taux d'imposition | 1 | 6 millions de dollars |

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à divers litiges et à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de nos affaires. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris leur nature et leur bien-fondé, le montant en question et la disponibilité de garanties d'assurance. Il ne peut y avoir de garantie quant à l'issue favorable des litiges, réclamations et poursuites ou à l'incidence négative de nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, que ces dernières pourraient avoir sur la Société ou nos activités, nos résultats d'exploitation ou nos résultats financiers. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Autres éventualités

La Société souscrit des garanties d'assurance que la direction juge appropriées. Au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2021, une restriction de garantie a été ajoutée uniquement à l'égard des pertes découlant de la défaillance des fondations des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Aucun autre changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2021. Les garanties d'assurance de la Société ne seront peut-être pas offertes à l'avenir à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Rien ne garantit que nos garanties d'assurance seront totalement suffisantes pour compenser les pertes subies. Dans l'éventualité d'un événement économique majeur, il se pourrait que les assureurs ne puissent pas payer la totalité des réclamations. Tous nos contrats d'assurance sont assujettis à des exclusions standard.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la majorité de notre effectif qui soutient et réalise notre CIIF et nos CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale. La direction a examiné les changements résultant des mesures prises en réponse à la COVID-19 et a l'assurance raisonnable que les modifications apportées aux processus n'ont pas eu, ou ne sont pas raisonnablement susceptibles d'avoir, une incidence importante sur le CIIF ou les CPCI.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («cadre de travail de 2013») pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109 ainsi qu'aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la portée de l'évaluation ne comprenait pas les contrôles internes à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. Les parcs solaires en Caroline du Nord ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2021, étant donné que l'acquisition s'est faite peu de temps avant la fin de l'exercice. De plus amples renseignements concernant l'acquisition sont présentés à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les comptes des parcs solaires en Caroline du Nord inclus dans les états financiers consolidés de 2021 de TransAlta représentaient 2 % de l'actif total et 5 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2021.

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2021, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

États financiers consolidés

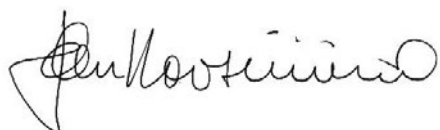
Rapport de la direction

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Les états financiers consolidés et les autres informations financières figurant dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction. Il incombe à la direction de s'assurer que la préparation de ces informations est fondée sur des jugements sûrs, des méthodes et principes comptables pertinents et des estimations raisonnables. La direction s'assure en outre de la cohérence de toutes les informations présentées.

La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Corporation («TransAlta») a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code d'éthique peut être consulté sur le site Web de TransAlta (www.transalta.com). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

Le conseil d'administration (le «conseil») doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne, principalement par l'entremise de son comité d'audit, des finances et des risques (le «comité»). Le comité, qui est entièrement composé d'administrateurs ne faisant pas partie de la direction, examine les états financiers et le rapport annuel et en recommande l'approbation au conseil. Le comité se réunit avec la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes pour s'entretenir des contrôles internes ainsi que de questions d'audit et de présentation de l'information financière. Les auditeurs internes et externes ont librement et pleinement accès au comité. De plus, le comité recommande le cabinet d'auditeurs indépendants dont la nomination doit être entérinée par les actionnaires.



John Kousiniaris

Président et chef de la direction



Todd Stack

Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances

Le 23 février 2022

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Le rapport suivant porte sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation («TransAlta») et est établi par la direction selon les règles 13a-15f et 15d-15f de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934* et le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*.

La direction de TransAlta est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne pertinent à l'égard de l'information financière de TransAlta.

La direction s'est appuyée sur le cadre de travail défini de 2013 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («COSO») pour évaluer l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta. La direction estime que le cadre de travail de 2013 du COSO convient à son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta, car il est objectif, permet des mesures qualitatives et quantitatives raisonnablement cohérentes du contrôle interne de TransAlta, est suffisamment complet pour ne pas exclure les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle interne et s'applique de façon appropriée à une telle évaluation.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances. En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109 ainsi qu'aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la portée de l'évaluation ne comprenait pas les contrôles internes à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. Les parcs solaires en Caroline du Nord ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière de la Société au 31 décembre 2021 étant donné que l'acquisition s'est faite peu de temps avant la fin de l'exercice. De plus amples renseignements concernant l'acquisition sont présentés à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les comptes des parcs solaires en Caroline du Nord inclus dans les états financiers consolidés de 2021 de TransAlta représentaient 2 % de l'actif total et 5 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2021.

Conformément aux Normes internationales d'information financière, TransAlta consolide proportionnellement l'entreprise commune Sheerness Generating Station et comptabilise son placement dans SP Skookumchuck Investment, LLC selon la méthode de la mise en équivalence. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats et entreprises associées. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats et des entreprises associées, elle fait l'objet d'un contrôle interne par TransAlta. La conclusion de la direction à l'égard de l'efficacité du contrôle interne ne porte pas sur les contrôles internes au niveau des opérations des partenariats et des entreprises associées.

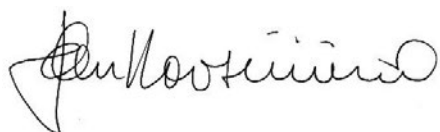
Les comptes des entreprises communes et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence inclus dans les états financiers consolidés de 2021 de TransAlta représentaient 4 % de l'actif total et 10 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2021, de même que 8 % des produits de la Société pour l'exercice clos à cette date.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société à compter du 5 novembre 2021 comprend les contrôles conçus pour pouvoir inclure dans le périmètre de consolidation les résultats des parcs solaires en Caroline du Nord de façon exhaustive et exacte. Outre l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord, aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société survenu au cours de l'exercice visé dans le présent rapport annuel n'a influé de façon significative, ou n'est raisonnablement susceptible d'influer de façon significative, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2021 et a conclu qu'il était efficace.

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., qui a audité les états financiers consolidés de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, a également délivré un rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière dans le cadre des normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



John Kousiniaris
Président et chef de la direction



Todd Stack
Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances

Le 23 février 2022

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransAlta Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2021 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (cadre de 2013) (les «critères COSO»). À notre avis, TransAlta Corporation (la «Société») maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021 selon les critères COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont comprises dans les états financiers consolidés de 2021 de la Société et qui représentaient 4 % de l'actif total et 10 % des actifs nets au 31 décembre 2021, et 8 % des produits pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes des parcs solaires en Caroline du Nord, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2021 de la Société et qui représentaient 2 % de l'actif total et 5 % des actifs nets au 31 décembre 2021. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), les états de la situation financière consolidés de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2021 et 2020, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2021, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 23 février 2022.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle comprise dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint incombent à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des transactions et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les transactions sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures 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 diminue.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada
Le 23 février 2022

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états de la situation financière consolidés ci-joints de TransAlta Corporation (la «Société») aux 31 décembre 2021 et 2020, et des comptes de résultat consolidés, des états du résultat global consolidés, des états des variations des capitaux propres consolidés et des tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2021, ainsi que les notes annexes (collectivement, les «états financiers consolidés»). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2021 et 2020, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2021, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2021 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (les «critères COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 23 février 2022.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société fondée sur nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquaient notamment la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures qui répondent à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-après sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

Évaluation des actifs à long terme liés à certaines unités génératrices de trésorerie («UGT») du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 G), 2 H), 2 P) I), 7, 18 et 21 des états financiers consolidés, la Société détient des actifs de production éolienne et solaire importants et a comptabilisé un goodwill provenant d'acquisitions passées qui doit faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois par an ou lorsque des indicateurs de dépréciation sont présents. La valeur comptable du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'élevait à 175 millions de dollars et la valeur comptable des actifs à long terme du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprenait des immobilisations corporelles de 2 304 millions de dollars, des actifs au titre de droits d'utilisation de 64 millions de dollars et des immobilisations incorporelles de 147 millions de dollars au 31 décembre 2021.

Nous avons établi que le calcul de la valeur recouvrable pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire aux fins du test de dépréciation du goodwill et de certaines UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ayant des indicateurs de dépréciation («UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire») aux fins du test de dépréciation des actifs était une question critique de l'audit en raison de l'incertitude importante liée à l'estimation et du jugement exercé par la direction pour déterminer la valeur recouvrable, principalement du fait de la sensibilité des hypothèses importantes aux flux de trésorerie futurs et de l'effet que des variations de ces hypothèses auraient sur la valeur recouvrable. Les estimations comportant un degré élevé de subjectivité comprennent des profils de production, des prix des produits de base, des estimations de coûts et le calcul du taux d'actualisation approprié.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit Nous avons acquis une compréhension du processus suivi par la direction pour estimer la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et des UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles des processus suivis par la Société pour calculer la valeur recouvrable. Nos procédures d'audit pour tester la valeur recouvrable calculée par la Société pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et les UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ayant des indicateurs de dépréciation ont consisté notamment à comparer les hypothèses importantes utilisées pour estimer les flux de trésorerie aux contrats actuels avec des tiers et aux tendances passées et à obtenir des données historiques sur la production d'électricité pour évaluer les prévisions de production future. Nous avons apprécié l'exactitude historique des prévisions de la direction en les comparant aux résultats réels et avons effectué une analyse de sensibilité pour évaluer les hypothèses les plus importantes pour le calcul de la valeur recouvrable. Nous avons évalué les prix futurs des produits de base établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs des produits de base effectuées par des tiers, disponibles en externe. Nous avons également fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer les taux d'actualisation, ce qui a nécessité une analyse comparative des données d'entrée avec les données disponibles sur les marchés.

Évaluation des instruments dérivés de niveau III

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 P) IV), 15 et 25 des états financiers consolidés, la Société est partie à des transactions qui sont comptabilisées à leur juste valeur à titre d'instruments financiers dérivés. L'évaluation des instruments dérivés classés au niveau III repose sur des hypothèses qui ne sont pas facilement observables. Au 31 décembre 2021, la juste valeur des instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III consistait en des actifs nets de gestion du risque de 159 millions de dollars.

L'audit du calcul de la juste valeur des instruments dérivés de niveau III qui se fonde sur des données d'entrée non observables importantes peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant sur les prix futurs des produits de base, les taux d'actualisation, la volatilité, la disponibilité de l'unité et les profils de la demande, et peut fluctuer considérablement selon la conjoncture du marché. Par conséquent, nous avons établi qu'une telle détermination de la juste valeur était une question critique de l'audit.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit Nous avons acquis une compréhension des processus suivis par la Société et nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles internes portant sur la détermination et l'examen des données d'entrée utilisées pour établir les justes valeurs de niveau III. Nos procédures d'audit ont consisté notamment à tester un échantillon de modèles internes d'évaluation d'instruments dérivés de niveau III utilisés par la direction et à évaluer les hypothèses importantes utilisées. Nous avons également comparé les hypothèses de la direction concernant les prix futurs, les ajustements au titre de l'évaluation du crédit et les hypothèses de liquidité à des données de tiers, et nous avons comparé des modalités telles que les volumes et le calendrier aux contrats sur produits de base exécutés. Nous avons comparé les hypothèses sur la disponibilité de l'unité et les profils de la demande aux données historiques. Nous avons effectué une analyse de sensibilité afin d'évaluer les hypothèses les plus importantes pour la détermination de la juste valeur de niveau III. Pour un échantillon d'instruments dérivés de niveau III, nous avons fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer le caractère approprié des taux d'actualisation, en évaluant les hypothèses et méthodes importantes.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons en tant qu'auditeurs de TransAlta Corporation et de ses prédécesseurs depuis 1947.

Calgary, Canada

Le 23 février 2022

Comptes de résultat consolidés

| Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire) | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------------|---------------|--------------|
| Produits des activités ordinaires (note 5) | 2 721 | 2 101 | 2 347 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6) | 1 054 | 805 | 881 |
| Coûts de conformité liés au carbone | 178 | 163 | 205 |
| Marge brute | 1 489 | 1 133 | 1 261 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6) | 511 | 472 | 475 |
| Amortissement | 529 | 654 | 590 |
| Imputation pour dépréciation d'actifs (note 7) | 648 | 84 | 25 |
| Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills (note 18) | — | — | (88) |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 32 | 33 | 29 |
| Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance | — | — | (56) |
| Autres résultats d'exploitation, montant net (note 9) | 8 | (11) | (49) |
| Résultats d'exploitation | (239) | (99) | 335 |
| Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 10) | 9 | 1 | — |
| Produits tirés des contrats de location-financement | 25 | 7 | 6 |
| Charge d'intérêts nette (note 11) | (245) | (238) | (179) |
| Profit (perte) de change | 16 | 17 | (15) |
| Profit à la vente d'actifs et autres (notes 4 et 18) | 54 | 9 | 46 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | (380) | (303) | 193 |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 12) | 45 | (50) | 17 |
| Résultat net | (425) | (253) | 176 |
| Résultat net attribuable aux : | | | |
| Actionnaires de TransAlta | (537) | (287) | 82 |
| Participations ne donnant pas le contrôle (note 13) | 112 | 34 | 94 |
| | (425) | (253) | 176 |
| Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta | (537) | (287) | 82 |
| Dividendes sur actions privilégiées (note 28) | 39 | 49 | 30 |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | (576) | (336) | 52 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions) | 271 | 275 | 283 |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 27) | (2,13) | (1,22) | 0,18 |

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

| Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens) | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|-------------|
| Résultat net | (425) | (253) | 176 |
| Autres éléments du résultat global | | | |
| Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹ | 37 | (11) | (26) |
| Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts | — | (1) | — |
| Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net | 37 | (12) | (26) |
| Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts | (14) | (11) | (59) |
| Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts | — | 11 | 21 |
| Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ² | (200) | 20 | 61 |
| Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³ | (8) | (110) | (42) |
| Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net | (222) | (90) | (19) |
| Autres éléments du résultat global | (185) | (102) | (45) |
| Total du résultat global | (610) | (355) | 131 |
| Total du résultat global attribuable aux : | | | |
| Actionnaires de TransAlta | (693) | (439) | 54 |
| Participations ne donnant pas le contrôle (note 13) | 83 | 84 | 77 |
| | (610) | (355) | 131 |

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2020 et recouvrement de 7 millions de dollars en 2019).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 55 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (charge de 8 millions de dollars en 2020 et charge de 16 millions de dollars en 2019).

3) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (recouvrement de 31 millions de dollars en 2020 et recouvrement de 10 millions de dollars en 2019).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

| Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens) | 2021 | 2020 |
|--|--------------|--------------|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 947 | 703 |
| Liquidités soumises à restrictions (note 24) | 70 | 71 |
| Créances clients et autres débiteurs (note 14) | 651 | 583 |
| Charges payées d'avance | 29 | 31 |
| Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16) | 308 | 171 |
| Stocks (note 17) | 167 | 238 |
| Actifs détenus en vue de la vente (notes 4 et 18) | 25 | 105 |
| | 2 197 | 1 902 |
| Placements (note 10) | 105 | 100 |
| Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8) | 185 | 228 |
| Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16) | 399 | 521 |
| Immobilisations corporelles (note 18) | | |
| Coût | 13 389 | 13 398 |
| Amortissement cumulé | (8 069) | (7 576) |
| | 5 320 | 5 822 |
| Actifs au titre de droits d'utilisation (note 19) | 95 | 141 |
| Immobilisations incorporelles (note 20) | 256 | 313 |
| Goodwill (note 21) | 463 | 463 |
| Actifs d'impôt différé (note 12) | 64 | 51 |
| Autres actifs (note 22) | 142 | 206 |
| Total de l'actif | 9 226 | 9 747 |
| Dettes fournisseurs et charges à payer | 689 | 599 |
| Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23) | 48 | 59 |
| Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16) | 261 | 94 |
| Partie courante des passifs sur contrat (note 5) | 19 | 1 |
| Impôts sur le résultat à payer | 8 | 18 |
| Dividendes à verser (notes 27 et 28) | 62 | 59 |
| Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 24) | 844 | 105 |
| | 1 931 | 935 |
| Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 24) | 2 423 | 3 256 |
| Titres échangeables (note 25) | 735 | 730 |
| Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23) | 779 | 614 |
| Passifs d'impôt différé (note 12) | 354 | 396 |
| Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16) | 145 | 68 |
| Passifs sur contrat (note 5) | 13 | 14 |
| Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 26) | 253 | 298 |
| Capitaux propres | | |
| Actions ordinaires (note 27) | 2 901 | 2 896 |
| Actions privilégiées (note 28) | 942 | 942 |
| Surplus d'apport | 46 | 38 |
| Déficit | (2 453) | (1 826) |
| Cumul des autres éléments du résultat global (note 29) | 146 | 302 |
| Capitaux propres attribuables aux actionnaires | 1 582 | 2 352 |
| Participations ne donnant pas le contrôle (note 13) | 1 011 | 1 084 |
| Total des capitaux propres | 2 593 | 3 436 |
| Total du passif et des capitaux propres | 9 226 | 9 747 |
| Engagements et éventualités (note 36) | | |



Au nom du conseil :

John P. Dielwart
Administrateur

Beverlee F. Park
Administratrice

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés

(en millions de dollars canadiens)

| | Actions ordinaires | Actions privilégiées | Surplus d'apport | Déficit | Cumul des autres éléments du résultat global ¹ | Attribuables aux actionnaires | Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle | Total |
|---|--------------------|----------------------|------------------|----------------|---|-------------------------------|--|--------------|
| Solde au 31 décembre 2019 | 2 978 | 942 | 42 | (1 455) | 454 | 2 961 | 1 101 | 4 062 |
| Résultat net | — | — | — | (287) | — | (287) | 34 | (253) |
| Autres éléments du résultat global : | | | | | | | | |
| Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts | — | — | — | — | (91) | (91) | — | (91) |
| Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts | — | — | — | — | (11) | (11) | — | (11) |
| Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global | — | — | — | — | (50) | (50) | 50 | — |
| Total du résultat global | | | | (287) | (152) | (439) | 84 | (355) |
| Dividendes sur actions ordinaires | — | — | — | (58) | — | (58) | — | (58) |
| Dividendes sur actions privilégiées | — | — | — | (49) | — | (49) | — | (49) |
| Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA | (79) | — | — | 18 | — | (61) | — | (61) |
| Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 13) | — | — | — | 5 | — | 5 | 15 | 20 |
| Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions | (3) | — | (4) | — | — | (7) | — | (7) |
| Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle | — | — | — | — | — | — | (116) | (116) |
| Solde au 31 décembre 2020 | 2 896 | 942 | 38 | (1 826) | 302 | 2 352 | 1 084 | 3 436 |
| Résultat net | — | — | — | (537) | — | (537) | 112 | (425) |
| Autres éléments du résultat global : | | | | | | | | |
| Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts | — | — | — | — | (14) | (14) | — | (14) |
| Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts | — | — | — | — | (208) | (208) | — | (208) |
| Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts | — | — | — | — | 37 | 37 | — | 37 |
| Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global | — | — | — | — | 29 | 29 | (29) | — |
| Total du résultat global | | | | (537) | (156) | (693) | 83 | (610) |
| Dividendes sur actions ordinaires | — | — | — | (51) | — | (51) | — | (51) |
| Dividendes sur actions privilégiées | — | — | — | (39) | — | (39) | — | (39) |
| Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 30) | 5 | — | 8 | — | — | 13 | — | 13 |
| Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle | — | — | — | — | — | — | (156) | (156) |
| Solde au 31 décembre 2021 | 2 901 | 942 | 46 | (2 453) | 146 | 1 582 | 1 011 | 2 593 |

1) Se reporter à la note 29 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global. Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés

| Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens) | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Activités d'exploitation | | | |
| Résultat net | (425) | (253) | 176 |
| Amortissement (notes 18 et 37) | 719 | 798 | 709 |
| Profit net à la vente d'actifs | (54) | (9) | (45) |
| Désactualisation des provisions (note 23) | 32 | 30 | 23 |
| Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 23) | (18) | (18) | (34) |
| Recouvrement d'impôt différé (note 12) | (11) | (85) | (18) |
| (Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque | (34) | 42 | (32) |
| (Profit latent) perte latente de change | (24) | 1 | 13 |
| Provisions | (41) | 9 | 13 |
| Dépréciation d'actifs (note 7) | 648 | 84 | 25 |
| Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements (note 10) | (5) | (1) | — |
| Autres éléments sans effet de trésorerie | 40 | 15 | (102) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement | 827 | 613 | 728 |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 33) | 174 | 89 | 121 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 1 001 | 702 | 849 |
| Activités d'investissement | | | |
| Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 18 et 37) | (480) | (486) | (417) |
| Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 20 et 37) | (9) | (14) | (14) |
| Liquidités soumises à restrictions (note 24) | (1) | (39) | 34 |
| Prêt à recevoir (note 22) | (3) | (5) | (10) |
| Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4) | (120) | (32) | (117) |
| Acquisition de placements (note 10) | — | (102) | — |
| Investissement dans le gazoduc Pioneer | — | — | (83) |
| Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 4) | 128 | — | — |
| Produit de la vente d'immobilisations corporelles | 39 | 6 | 13 |
| Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers | (6) | 2 | 3 |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement | 41 | 17 | 24 |
| Divers | (16) | (12) | 23 |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement | (45) | (22) | 32 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement | (472) | (687) | (512) |
| Activités de financement | | | |
| Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (notes 24 et 33) | (114) | (106) | (119) |
| Remboursement de la dette à long terme (notes 24 et 33) | (92) | (489) | (96) |
| Émission de dette à long terme (note 24) | 173 | 753 | 166 |
| Émission de titres échangeables (note 25) | — | 400 | 350 |
| Dividendes versés sur actions ordinaires (note 27) | (48) | (47) | (45) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées (note 28) | (39) | (39) | (40) |
| Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 27) | (4) | (57) | (68) |
| Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires | 8 | — | — |
| Profits réalisés sur les instruments financiers | 3 | 3 | — |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 13) | (156) | (97) | (106) |
| Diminution des obligations locatives (notes 24 et 33) | (8) | (25) | (21) |
| Frais de financement et autres | (4) | (11) | (35) |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement | (1) | (13) | — |
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement | (282) | 272 | (14) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement | 247 | 287 | 323 |
| Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères | (3) | 5 | (1) |
| Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | 244 | 292 | 322 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice | 703 | 411 | 89 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice | 947 | 703 | 411 |
| Impôts au comptant payés | 57 | 36 | 35 |
| Intérêts au comptant payés | 220 | 201 | 185 |

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

(Tous les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

1. Renseignements sur la Société

A. Description des activités

TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société») a été constituée en mars 1985 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La Société est devenue une société ouverte en décembre 1992. Son siège social est situé à Calgary, en Alberta.

I. Secteurs de production

Au quatrième trimestre de 2021, la Société a réaligné ses secteurs opérationnels afin qu'ils reflètent davantage un changement dans la manière dont le président et chef de la direction de TransAlta (le principal décideur opérationnel) examine l'information financière afin d'affecter les ressources et d'évaluer le rendement. Les principaux changements comprennent l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz naturel ont été incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur : «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire. Ce changement cadre davantage avec la stratégie à long terme de la Société et reflète son plan de croissance de l'électricité propre.

Les quatre secteurs de production de la Société sont : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique. Auparavant, les six secteurs de production étaient : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz en Amérique du Nord, Gaz en Australie, Énergie thermique en Alberta et Centralia. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, et exerce des activités minières connexes ainsi que des activités liées à des gazoducs au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend les résultats financiers, sur une base proportionnelle, de notre placement dans SP Skookumchuck Investment, LLC. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services auxiliaires.

Les résultats sectoriels comparatifs pour 2020 et 2019 ont été retraités afin de refléter les secteurs opérationnels de 2021.

II. Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits et son résultat du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. Le secteur Commercialisation de l'énergie n'a subi aucune modification.

Le secteur Commercialisation de l'énergie gère la capacité de production disponible de même que les besoins en combustible et en transport des secteurs de production au moyen de contrats de diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Commercialisation de l'énergie est également responsable des décisions prises en matière d'optimisation du portefeuille. Les résultats de ces activités d'optimisation sont inclus dans chaque secteur de production.

III. Secteur Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres comprend les fonctions financière, juridique et administrative, l'expansion de l'entreprise, ainsi que les relations avec les investisseurs de la Société. Les activités et les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées. Depuis 2020, le segment Siège social et autres comprend également le placement dans EMG International, LLC («EMG»), une entreprise de traitement des eaux usées.

B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»).

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les instruments financiers, qui sont évalués à la juste valeur, comme il est expliqué dans les méthodes comptables suivantes.

Le conseil de TransAlta a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 23 février 2022.

C. Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la Société est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et qu'elle a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'elle détient sur celle-ci. Les filiales préparent les états financiers pour la même période de présentation de l'information financière et selon les mêmes méthodes comptables que la société mère.

2. Méthodes comptables significatives

La Société a révisé les méthodes comptables communiquées conformément aux modifications à l'IAS 1, afin de fournir des informations significatives sur ses méthodes comptables plutôt que ses principales méthodes comptables. Selon la définition du terme « significatif » que la direction a utilisée pour juger des informations à fournir, une information est significative si son omission ou son inexactitude pourrait influencer les décisions que les utilisateurs prennent en se fondant sur l'information financière.

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

I. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs environnementaux et de sous-produits de la production d'électricité. La Société évalue si les contrats qu'elle conclut répondent à la définition d'un contrat conclu avec un client à la passation du contrat et sur une base continue s'il y a une indication de changements importants dans les faits et les circonstances. Les produits des activités ordinaires sont évalués en fonction du prix de transaction spécifié dans un contrat conclu avec un client. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client. Dans le cas de certains contrats, les produits des activités ordinaires peuvent être comptabilisés au montant facturé, tel que le permet la mesure de simplification liée au moment de la facturation, si ce montant correspond directement à la prestation de la Société à la date considérée. La Société exclut des produits des activités ordinaires les montants perçus pour le compte de tiers.

Obligations de prestation

S'il est distinct, chaque bien ou service promis est comptabilisé séparément à titre d'obligation de prestation. Les contrats de la Société peuvent contenir plus d'une obligation de prestation.

Prix de transaction

La Société répartit le prix de transaction stipulé dans le contrat entre chacune des obligations de prestation. Le prix de transaction attribué aux obligations de prestation peut comprendre une contrepartie variable. La contrepartie variable est incluse dans le prix de transaction pour chaque obligation de prestation lorsqu'il est hautement probable qu'un ajustement à la baisse important du montant cumulé des produits des activités ordinaires ne se produira pas. La contrepartie variable est évaluée à chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si la limitation a été levée. La contrepartie comprise dans certains contrats conclus entre la Société et les clients est essentiellement variable, et peut comprendre à la fois la variabilité de la quantité et celle du prix, notamment : les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des volumes de production futurs, lesquels dépendent de la demande de la clientèle et du marché ou de la capacité opérationnelle de la centrale; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires du coût variable de la production d'énergie; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des prix du marché; et les produits des activités ordinaires peuvent être assujettis à divers indices et indexations.

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. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion 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.

Comptabilisation

La nature, le moment de la comptabilisation des obligations de prestation remplies et les modalités de paiement des biens et des services fournis par la Société sont décrits ci-dessous :

| Biens et services | Description |
|---------------------------------------|---|
| <i>Capacité</i> | La capacité représente la disponibilité d'un actif pour fournir des biens ou des services. Les clients paient généralement pour se prévaloir de la capacité pour chaque période définie (c.-à-d. mensuelle) selon un montant représentatif de la disponibilité de l'actif pendant cette période. Les obligations de fournir de la capacité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon une méthode d'évaluation fondée sur le temps écoulé. Les contrats de capacité sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle. |
| <i>Contrats d'électricité</i> | La vente d'électricité sous contrat fait référence à la livraison d'unités d'électricité à un client aux termes d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison d'électricité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les mégawattheures). Les contrats d'électricité sont généralement de nature à long terme, et les paiements sont généralement reçus sur une base mensuelle. |
| <i>Énergie thermique</i> | L'énergie thermique désigne la livraison d'unités de vapeur à un client en vertu d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison de vapeur sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les gigajoules). Les contrats d'énergie thermique sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle. |
| <i>Attributs environnementaux</i> | Les attributs environnementaux désignent la délivrance de certificats d'énergie renouvelable, de caractéristiques écologiques et d'autres éléments semblables. Les clients peuvent conclure un contrat visant des attributs environnementaux en même temps que l'achat d'électricité, auquel cas le client paie les attributs dans le mois suivant la livraison de l'électricité. Sinon, les clients paient à la livraison des attributs environnementaux. L'obligation de livrer des attributs environnementaux est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. |
| <i>Sous-produits de la production</i> | Les sous-produits de la production désignent la vente de sous-produits découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales de la Société alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis et la vente de charbon à des tiers. L'obligation de livrer des sous-produits est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. Les paiements sont reçus lorsque la livraison a été effectuée. |

Un passif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société reçoit une contrepartie avant que l'obligation de prestation ne soit remplie. Un actif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société a droit à une contrepartie parce qu'elle a rempli son obligation de prestation avant d'avoir envoyé la facture au client. La Société comptabilise séparément comme une créance ses droits inconditionnels à une contrepartie. Les actifs sur contrat et les créances clients sont évalués à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer s'il existe une indication objective de dépréciation.

II. Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

Produits tirés des activités de détail

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

Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Lorsque les modalités du contrat font en sorte que le client assume les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sous-jacent, l'accord est considéré comme un contrat de location-financement, ce qui donne lieu à la comptabilisation de produits. Lorsque la Société conserve les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat.

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. La Société conclut également

des contrats fondés sur les écarts et des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») virtuels. Les contrats fondés sur les écarts constituent des contrats financiers en vertu desquels la Société reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh. Les CAÉ virtuels constituent des contrats en vertu desquels la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du marché établi. Ces contrats constituent des instruments dérivés optionnels et un jugement est exercé pour déterminer si le contrat satisfait à l'exemption «pour utilisation par l'entité» ou si le traitement comptable des instruments dérivés doit être appliqué.

Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur comptabilisée initialement et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur le résultat net de la période au cours de laquelle les variations se produisent et sont présentées à leur montant net dans les produits des activités ordinaires. Les justes valeurs des instruments en cours à la fin de la période représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

B. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Classement et évaluation

L'IFRS 9 a introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

Les fonds reçus aux termes d'accords de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à titre de dette à long terme. Ces accords sont utilisés aux États-Unis lorsque des investisseurs acquièrent une participation dans l'entité responsable du projet et, en contrepartie de leur investissement, se voient attribuer la quasi-totalité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux (tels que les crédits d'impôt à la production, les crédits d'impôt à l'investissement, l'amortissement fiscal accéléré, selon le cas) jusqu'à ce qu'ils aient atteint le taux de rendement cible convenu. Une fois ce taux atteint, l'accord est inversé, la Société recevant alors la majorité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux. À ce moment-là, le financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux («financement donnant droit à des avantages fiscaux») sera classé comme une participation ne donnant pas le contrôle. En appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif aux financements donnant droit à des avantages fiscaux, la Société a choisi de comptabiliser l'incidence des attributs fiscaux dans la charge d'intérêts nette.

La Société a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, au risque de taux d'intérêt et au risque de change, y compris des swaps financiers à prix fixe, des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme, des contrats de change à terme et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

Les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle les contrats dérivés sont conclus et sont par la suite réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé immédiatement dans le résultat net, à moins que le dérivé ne soit désigné et efficace comme instrument de couverture, auquel cas le moment de la comptabilisation dans le résultat net dépend de la nature de la relation de couverture.

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés qui ne sont pas des actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 (p. ex., des passifs financiers) sont comptabilisés distinctement comme des dérivés lorsqu'ils répondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des

contrats hôtes et que les contrats hôtes ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des contrats hybrides qui contiennent des hôtes d'actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 ne sont pas séparés des contrats hôtes et l'ensemble du contrat est évalué à la juste valeur par le biais du résultat net ou au coût amorti, selon le cas.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les actifs financiers sont également décomptabilisés lorsque la Société a transféré ses droits de recevoir des flux de trésorerie générés par ces actifs ou qu'elle a l'obligation de payer les flux de trésorerie reçus à un tiers en vertu d'un contrat de transfert de flux de trésorerie, et qu'elle a transféré soit la quasi-totalité des risques et des avantages des actifs, soit le contrôle. TransAlta continuera de comptabiliser les actifs et tout passif associé si elle conserve la quasi-totalité des risques et avantages des actifs, ou conserve le contrôle de ces actifs. L'étendue du lien conservé prenant la forme d'une garantie visant les actifs transférés est évaluée au moins élevé de la valeur comptable initiale des actifs ou du montant maximal de la contrepartie que TransAlta pourrait être tenue de rembourser.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés, et le montant net est présenté dans les états de la situation financière consolidés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La Société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

TransAlta comptabilise une correction de valeur pour pertes de crédit attendues pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. La correction de valeur pour pertes d'un actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale ou si l'actif financier est déprécié dès son acquisition ou sa création. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir.

Pour les créances clients, les créances locatives et les actifs sur contrat comptabilisés selon l'IFRS 15, TransAlta utilise une méthode simplifiée pour évaluer la correction de valeur pour pertes. Par conséquent, la Société ne fait pas le suivi des variations du risque de crédit, mais comptabilise plutôt une correction de valeur pour pertes au montant des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à chaque date de clôture.

L'évaluation des pertes de crédit attendues est établie à la lumière des résultats passés et est ajustée en fonction de l'information de nature prospective. L'information prospective utilisée comprend les taux de défaillance de tiers au fil du temps, selon les cotes de crédit.

II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la Société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger.

Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielles décrivant la relation de couverture et si la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

La Société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ne sont pas satisfaits ou que la Société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

Couvertures de la juste valeur

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net.

Au titre des couvertures de la juste valeur liées aux éléments comptabilisés au coût amorti, tout ajustement de la valeur comptable est amorti par le biais du résultat net sur la durée résiduelle de la couverture selon la méthode du taux d'intérêt effectif («TIE»). L'amortissement selon la méthode du TIE peut démarrer dès qu'un ajustement est apporté, mais doit commencer au plus tard lorsque l'élément couvert cesse d'être ajusté pour prendre en compte les variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert.

Si l'élément couvert est décomptabilisé, la juste valeur non amortie est immédiatement comptabilisée dans le résultat net.

Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. La réserve de couverture de flux de trésorerie est ajustée au moins élevé du cumul des profits et pertes sur l'instrument de couverture et du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert.

Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global doivent y rester si les flux de trésorerie futurs couverts sont toujours susceptibles de se réaliser. Autrement, le montant sera immédiatement reclassé en résultat net à titre d'ajustement de reclassement. Après la cessation de la comptabilité de couverture, une fois que les flux de trésorerie couverts se sont produits, tout montant restant dans les autres éléments du résultat global doit être comptabilisé selon la nature de la transaction sous-jacente.

Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les justes valeurs connexes sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

C. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

D. Stocks

I. Combustible

Le solde des stocks de la Société est constitué de combustibles tels que le charbon et le gaz naturel, qui sont évalués au plus faible du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks de charbon produits en interne est établi à l'aide de la méthode du coût complet, lequel comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants. Les stocks de charbon disponibles tendent à augmenter au cours des deuxième et troisième trimestres en raison des conditions climatiques favorables et d'une baisse de la production d'électricité pendant les périodes d'entretien. Par suite du nombre limité d'étapes de traitement nécessaires pour extraire le charbon et le préparer en vue de la consommation et de sa valeur unitaire relativement basse, la direction ne fait pas de distinction entre les produits en cours de production et le charbon disponible à la consommation. Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants.

II. Commercialisation de l'énergie

Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Commercialisation de l'énergie à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les variations de la juste valeur diminuée des coûts de sortie sont comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle la variation survient.

III. Pièces, matériaux et fournitures

Les pièces, les matériaux et les fournitures sont comptabilisés au moindre du coût, évalué au coût moyen mobile, et de la valeur nette de réalisation.

IV. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont comptabilisés dans les stocks au coût. Ceux qui ont été achetés aux fins d'utilisation par la Société sont comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Pour les crédits d'émission qui ne sont pas habituellement fongibles, la Société comptabilise les crédits en utilisant la méthode d'identification spécifique. Les crédits consentis à TransAlta ou générés en interne sont comptabilisés à une valeur nulle. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon les meilleures estimations du montant requis par la Société pour régler l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont comptabilisés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les crédits et quotas d'émission détenus à des fins de transaction qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisés selon la méthode de la juste valeur. Autrement, ils sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

E. Immobilisations corporelles

L'investissement de la Société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement ou de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable. Le coût des pièces de rechange importantes est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié est effectué à intervalles réguliers. Les travaux d'entretien d'envergure planifiés comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés au titre des activités d'entretien d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure. Les dépenses de remplacement de composantes engagées dans le cadre de travaux d'entretien d'envergure sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.

Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

Un élément ou une composante des immobilisations corporelles est décomptabilisé au moment de la cession ou lorsqu'aucun avantage économique n'est attendu de son utilisation ou de sa cession. Tout profit ou toute perte découlant de la décomptabilisation est inclus dans le résultat net au moment de la décomptabilisation de l'actif. La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles sont amorties à partir du moment où l'actif est prêt à être utilisé, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Les pièces de rechange désignées comme essentielles pour assurer le fonctionnement continu d'une centrale en particulier sont amorties sur la durée d'utilité de la centrale, même si la pièce n'est pas en service. Les autres pièces de rechange sont amorties à partir du moment où elles sont mises en service. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, généralement selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité résiduelle estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

| | |
|--|-------------------|
| Production d'énergie hydroélectrique | De 2 ans à 51 ans |
| Production d'énergie éolienne | De 2 ans à 30 ans |
| Production d'énergie au gaz | De 2 ans à 36 ans |
| Transition énergétique | De 2 ans à 16 ans |
| Pièces de rechange amortissables et autres | De 2 ans à 51 ans |

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction. Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt incorporés dans le coût de l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

F. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées séparément du goodwill à leur juste valeur à la date de l'acquisition. Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût. Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de mise en valeur sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente ou aux avantages économiques futurs probables de l'immobilisation incorporelle.

Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement imputables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant. L'amortissement est compris dans les postes Amortissement et Coûts du combustible et des achats d'électricité des comptes de résultat consolidés.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés annuellement, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles se composent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs fixes plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité résiduelle estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

| | |
|---------------------------------|------------------|
| Logiciels | De 2 ans à 7 ans |
| Contrats de vente d'électricité | De 1 an à 19 ans |

G. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles, à l'exception du goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice que les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée ont subi une perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats d'exploitation projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la Société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une dépréciation. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une dépréciation possible. Plutôt, une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque la Société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la Société 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, la Société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle l'actif appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les prix récents des transactions sont pris en compte dans le calcul de la juste valeur. Si aucune pareille transaction ne peut être relevée, un modèle d'évaluation approprié comme l'actualisation des flux de trésorerie est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession in fine. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT, une imputation pour dépréciation d'actifs est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient est estimée et, si la valeur recouvrable a augmenté, l'imputation pour dépréciation

comptabilisée antérieurement est reprise. Si une imputation pour dépréciation est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune imputation pour dépréciation n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une imputation pour dépréciation est comptabilisée en résultat net.

H. Goodwill

Le goodwill généré lors d'un regroupement d'entreprises est comptabilisé à titre d'actif à la date de la prise de contrôle. Le goodwill est évalué comme le coût d'une acquisition majoré du montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (le cas échéant), diminué de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge identifiables connexes.

Le goodwill n'est pas amorti, mais doit plutôt faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si une analyse des événements ou de la situation indique qu'il pourrait y avoir eu une perte de valeur. Un changement important de la situation financière de l'UGT, ou des groupes d'UGT, à laquelle se rapporte le goodwill ou des tendances sectorielles ou économiques négatives importantes sont des signes possibles. Pour les besoins des tests de dépréciation, le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT de la Société qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Par conséquent, la Société effectue son test de dépréciation, dans le cadre duquel la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à leur valeur comptable, pour chaque secteur opérationnel. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une imputation pour dépréciation est immédiatement comptabilisée en résultat net, d'abord en réduisant la valeur comptable du goodwill, puis en diminuant la valeur comptable des autres actifs de l'unité. Une imputation pour dépréciation comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

I. Impôts sur le résultat

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporaires). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'avantage prévu au titre de crédits d'impôt et de pertes fiscales pouvant faire l'objet d'un report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les crédits d'impôt et les pertes fiscales. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporaires se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité au résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités aux autres éléments du résultat global ou directement aux capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé. Les actifs d'impôt différé non comptabilisés sont réévalués chaque date de clôture et sont comptabilisés dans la mesure où il est devenu probable que le résultat imposable futur permettra de recouvrer l'actif d'impôt différé.

Pour les différences temporaires imposables liées à des participations dans des filiales, un passif d'impôt différé doit être comptabilisé, sauf dans la mesure où la Société est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporaire se résorbera et s'il est probable que la différence temporaire ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

Les impôts au comptant payés présentés dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés comprennent les impôts sur le résultat et les impôts payés relativement à l'impôt de la partie VI.1 au Canada pour la période.

J. Avantages futurs du personnel

La Société offre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Le coût des services rendus selon les régimes à prestations définies est établi au moyen de la méthode des unités de crédit projetées au prorata des services. Le coût financier net est déterminé en appliquant le taux d'actualisation au passif net au titre des prestations définies. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies et du coût financier net est déterminé à l'aide des taux de rendement du marché à la fin de la période des obligations de sociétés de qualité investissement ayant une monnaie et une durée correspondant à la monnaie et à la durée estimées des obligations au titre des prestations. Les réévaluations, notamment les écarts actuariels et le rendement des actifs des régimes (compte non tenu des intérêts nets), sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se sont produites. Les écarts actuariels découlent des ajustements liés aux résultats passés et des changements au titre des hypothèses actuarielles. Les réévaluations ne sont pas reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net au cours des périodes subséquentes.

Les profits ou les pertes découlant de la réduction ou de la liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la réduction ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages sociaux donne lieu à une réduction ou à une liquidation d'obligations, la réduction est comptabilisée avant la liquidation.

Pour déterminer si le financement minimum prescrit par la loi pour les régimes de retraite à prestations définies de la Société entraîne la comptabilisation d'un passif additionnel, la Société fournit des lettres de crédit à titre de sûreté qui ont pour effet de diminuer les exigences liées au financement. Aucun passif additionnel n'a été comptabilisé à cet égard.

Les cotisations exigibles aux termes de régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées à titre de passif et de charge au cours de la période où les services sont rendus.

K. Provisions

Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la Société devra régler l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite peut découler des actions de l'entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a, par conséquent, créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé en provision doit être la meilleure estimation des dépenses requises pour le règlement de l'obligation actuelle et être réévalué à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actualisée au moyen d'un taux d'intérêt ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché.

La Société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la Société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actualisée lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la Société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La Société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 E)), dans la mesure où l'immobilisation corporelle connexe est toujours utilisée. Lorsque l'immobilisation corporelle connexe a atteint la fin de sa durée d'utilité, les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état sont comptabilisées en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette. Si la Société prévoit recevoir d'un tiers le remboursement d'une partie des coûts de démantèlement futurs, le remboursement est traité comme un actif distinct si la Société a la quasi-certitude de recevoir ce remboursement. Les obligations en matière de démantèlement et de remise en état pour les mines de charbon sont contractées au fil du temps, à mesure que de nouveaux sites sont exploités, et une partie de la provision est réglée au fil du temps, à mesure que les sites sont remis en état, avant la restauration définitive des lieux. Les frais de restauration des lieux pour les biens miniers sont comptabilisés selon le mode des unités de production.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions à la fin de la période du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette.

L. Contrats de location

Selon l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

Preneur

La Société conclut des contrats de location à l'égard de terrains, de bâtiments et locaux pour bureaux, de véhicules ainsi que de machines et de matériel pour les sites. Pour tous les contrats répondant à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 dans lesquels la Société intervient en tant que preneur et qui ne sont pas exemptés en tant que contrats de location à court terme ou contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société :

- comptabilise les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives dans les états de la situation financière consolidés;
- comptabilise l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation et la charge d'intérêts sur les obligations locatives dans les comptes de résultat consolidés;
- comptabilise les remboursements de principal sur les obligations locatives à titre d'activités de financement et les paiements d'intérêts sur les obligations locatives à titre d'activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

Pour les contrats de location à court terme ou les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société comptabilise les paiements de loyers en tant que charges d'exploitation.

Les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et de l'actif au titre du droit d'utilisation, et sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle se produit l'événement ou la situation qui est à l'origine de ces paiements.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués initialement au montant de l'obligation locative, ajusté des paiements versés à la date de début ou avant cette date et majoré des coûts directs initiaux engagés et d'une estimation des coûts qui devront être engagés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise du bien sous-jacent dans son état ou pour la restauration du lieu, déduction faite des incitatifs à la location reçus.

Les obligations locatives sont évaluées initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, calculée au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite du contrat. L'obligation locative est réévaluée en cas de changement dans les paiements de loyers futurs en raison d'une variation d'un indice ou d'un taux, ou en cas de changement dans l'estimation ou l'appréciation par la Société de son intention d'exercer une option de prolongation, de résiliation ou d'achat. Un ajustement correspondant est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

La durée du contrat de location comprend les intervalles de temps visés par toute option de prolongation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer et par toute option de résiliation du contrat de location qu'elle a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis sur la plus courte de la durée du contrat de location et de la durée d'utilité du bien sous-jacent. Si le contrat de location a pour effet de transférer la propriété du bien sous-jacent ou si le coût de l'actif au titre du droit d'utilisation prend en compte l'exercice futur d'une option d'achat par la Société, l'actif au titre du droit d'utilisation relatif est amorti sur la durée d'utilité du bien sous-jacent.

La Société a choisi d'adopter la mesure de simplification qui permet au preneur de ne pas séparer les composantes non locatives, mais plutôt de comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante, de nature locative.

Bailleur

Les CAÉ et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit de contrôler l'utilisation de cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité.

Quand la Société sous-loue la totalité ou une partie d'un actif qu'elle loue et à l'égard duquel elle demeure le débiteur principal en vertu du contrat de location, elle comptabilise séparément le contrat de location principal et le contrat de sous-location. Le contrat de sous-location est classé comme un contrat de location-financement par rapport à l'actif au titre du droit d'utilisation issu du contrat de location principal.

M. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent des regroupements d'entreprises où la Société détient une participation inférieure à 100 %. Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées initialement à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle au titre des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. La Société décide au cas par cas quelle méthode d'évaluation elle doit utiliser. Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent également découler d'un accord contractuel conclu entre la Société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans une filiale, et la Société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

N. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. La Société est partie à deux catégories de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises.

Les entreprises communes impliquent que les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits à l'égard des actifs et des obligations au titre des passifs se rapportant à celle-ci. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de l'entreprise commune. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune.

Dans les coentreprises, les coentrepreneurs n'ont aucun droit à l'égard des actifs ou des obligations de la coentreprise. Chaque coentrepreneur a plutôt des droits sur l'actif net du partenariat. La Société présente sa participation dans les coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de la coentreprise après la date d'acquisition. L'incidence des transactions entre la Société et les coentreprises est éliminée en fonction de la participation de la Société. Les distributions reçues des coentreprises réduisent la valeur comptable du placement. Tout excédent du coût d'une acquisition moins la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés d'une coentreprise est comptabilisé à titre de goodwill, est inclus dans la valeur comptable du placement et doit être soumis à un test de dépréciation en tant que partie intégrante du placement.

Les placements dans les coentreprises sont soumis à un test de dépréciation à chaque date de clôture en évaluant d'abord s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une imputation pour dépréciation est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

O. Regroupements d'entreprises

Les transactions qui constituent l'acquisition d'une entreprise sont comptabilisées au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs identifiables acquis et les passifs repris sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Une entreprise se compose d'entrées et de processus, appliqués à ces entrées, qui ont la capacité de contribuer à la création de sorties. Le goodwill correspond à l'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée moins la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs identifiables repris. Les frais liés à l'acquisition aux fins du regroupement d'entreprises, à l'exception des coûts d'émission de titres d'emprunt ou de capitaux propres, sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Le test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur est appliqué transaction par transaction pour simplifier l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Lorsque la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires, la Société peut choisir de traiter l'acquisition comme une acquisition d'actifs au lieu d'un regroupement d'entreprises.

P. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la Société, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financière de la Société. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux mesures qui en résultent sont décrits ci-après :

I. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une imputation pour dépréciation existe ou qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'information au titre des transactions de tiers pour des actifs similaires est utilisée et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisées. La valeur d'utilité est calculée au moyen de la valeur actualisée des estimations les plus probables de la direction à l'égard des flux de trésorerie futurs selon l'utilisation actuelle et l'état existant de l'actif.

Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de 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 des produits vendus, 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 de vie des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où la centrale 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 des installations.

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

L'établissement des UGT ou des groupes d'UGT aux fins du test de dépréciation de l'actif et du goodwill peut également influencer sur le résultat du test. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs, et le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition qui a donné lieu au goodwill. L'affectation du goodwill est réévaluée lorsque la composition des secteurs, des UGT ou des groupes d'UGT change. Pour l'établissement des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. La Société évalue les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que ses 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, la Société évalue les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, son organisation fonctionnelle et son potentiel de croissance future, et examine ses propres processus d'évaluation du rendement. De l'information sur les jugements et estimations importants relatifs à la dépréciation dans la période de 2019 à 2021 est présentée aux notes 7, 18 et 21.

II. 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 la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat 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.

III. Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la Société exerce ses activités. Le processus suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la Société 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 direction utilise les prévisions à long terme de la Société pour évaluer le recouvrement des actifs d'impôt différé. 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'évaluations et de traitements différents des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Se reporter à la note 12 pour en savoir plus sur les incidences des politiques fiscales de la Société.

IV. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. La juste valeur est classée d'après une hiérarchie à trois niveaux, qui est présentée et décrite de manière plus détaillée à la note 15. Les justes valeurs de certains instruments financiers et dérivés sont classées dans le niveau III, car ceux-ci ne sont pas négociés par la Société sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles et nécessitent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes pour établir la juste valeur.

Le calcul de la juste valeur de ces contrats et de ces instruments dérivés peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant, entre autres, sur les prix futurs, la volatilité et la liquidité. Cette estimation de la juste valeur n'est pas nécessairement une indication des montants qui seront réalisés ou réglés, et les variations de ces hypothèses pourraient avoir une incidence sur la juste valeur des instruments financiers présentée. La juste valeur peut fluctuer considérablement et peut être favorable ou défavorable selon la conjoncture du marché. La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle détermine si une transaction prévue hautement probable désignée à titre de couverture de flux de trésorerie aura lieu selon ses estimations au chapitre des prix et de la production pour permettre l'exécution de la transaction future.

Lorsque la Société conclut des contrats d'achat ou de vente d'éléments non financiers, comme certains produits de base, et que ces contrats peuvent faire l'objet d'un règlement net en trésorerie, la Société doit faire preuve de jugement pour évaluer s'ils ont été conclus et sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison du produit de base, selon les besoins prévus de la Société en matière d'achat, de vente ou d'utilisation (c'est-à-dire, des besoins d'achat ou de vente normaux). Si cette affirmation ne peut être étayée, d'abord à la passation du contrat et sur une base continue, les contrats doivent être comptabilisés à titre de dérivés et évalués à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Pour étayer l'affirmation concernant les besoins d'achat ou de vente normaux, la Société tient compte de la nature des contrats, des besoins prévus en matière d'offre et de demande relativement aux contrats et de sa pratique de régler les montants nets de contrats similaires en trésorerie, ce qui peut entacher l'affirmation

concernant les besoins d'achat ou de vente normaux. La Société conclut également des CAÉ et des contrats fondés sur les écarts, et un jugement est exercé pour déterminer si le contrat satisfait à l'exemption «pour utilisation par l'entité» ou si le traitement comptable des instruments dérivés doit être appliqué.

V. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce qu'il soit probable que la construction d'une installation ou l'acquisition d'un placement ait lieu, lorsqu'il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis créeront de la valeur pour la Société. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les autres actifs. 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 ou de projets dont le moment de la mise en œuvre est incertain sont passés en charges. La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société, dans le cadre de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7.

VI. Provisions au titre des activités de démantèlement et de remise en état

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 K) et à la note 23. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs 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. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision. De l'information sur les jugements et estimations importants de la Société en 2021 relativement à la provision au titre du démantèlement et de la remise en état est présentée aux notes 7 et 23.

VII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. 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 est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée. De l'information sur les changements apportés à la durée d'utilité des installations est fournie à la note 18.

VIII. Avantages futurs du personnel

La Société offre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire, à ses employés. Le coût de ces prestations 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 sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

- Des données démographiques sur les employés, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes
- Les effets des changements aux dispositions des régimes
- Les changements d'hypothèses actuarielles importantes, notamment les salaires, l'augmentation des coûts des soins de santé et les taux d'actualisation

En raison de la complexité de l'évaluation des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, un changement au titre de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes. Ces hypothèses sont examinées tous les ans afin d'assurer qu'elles sont toujours appropriées. Se reporter à la note 31 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

IX. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, la Société comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les poursuites en instance et les réclamations pour cause de force majeure. Ces provisions et changements subséquents qui peuvent leur être apportés sont déterminés selon la meilleure estimation de la Société de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence des estimations formulées par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé. Pour en savoir plus sur les autres provisions, se reporter aux notes 9 et 23.

X. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

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.

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 afin d'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. 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.

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 montant facturé permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, sous réserve que ce montant corresponde directement à la prestation de l'entité effectuée jusqu'à la date considérée.

XI. Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat, elle doit le classer soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, le classement ayant 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.

XII. 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.

XIII. Changements dans les estimations

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, des changements ont été apportés aux estimations relatives aux obligations au titre des prestations définies et à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions. Se reporter aux notes 23 et 26 pour plus de détails. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la durée d'utilité des immobilisations corporelles. Se reporter à la note 18 pour plus de détails.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

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

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

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

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

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

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

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

B. Modifications comptables futures

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

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

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

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

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

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

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

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

C. Chiffres comparatifs

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

4. Acquisitions et cessions d'entreprises

Selon l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, la nature des transactions présentées ci-après constituait un regroupement d'entreprises pour TransAlta. Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise dans le cadre des regroupements d'entreprises à la date d'acquisition :

| | Parcs solaires en Caroline du Nord A) 5 novembre 2021 | Centrale Ada B) 19 mai 2020 |
|---|---|--------------------------------|
| Actifs | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 4 | 1 |
| Créances clients | 4 | 3 |
| Immobilisations corporelles | 146 | 1 |
| Immobilisations incorporelles ¹ | — | 37 |
| Actifs au titre de droits d'utilisation | 13 | — |
| Stocks | — | 1 |
| Charges payées d'avance | — | 1 |
| Passifs | | |
| Dettes fournisseurs et charges à payer | (4) | — |
| Obligations locatives | (13) | — |
| Passifs liés à un financement donnant droit à des avantages fiscaux | (20) | — |
| Impôts différés | (3) | — |
| Passifs de gestion du risque (courants et non courants) | — | (5) |
| Provision pour frais de démantèlement | (4) | (1) |
| Actifs nets acquis | 123 | 38 |
| Contrepartie en trésorerie | 120 | 32 |
| Contrepartie liée au fonds de roulement | 3 | 6 |
| Prix d'achat total transféré | 123 | 38 |

1) Se rapportent au contrat de vente d'électricité acquis et sont amorties sur six ans.

A. Acquisition de parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a acquis une participation de membre de 100 % dans CI-II Mitchell Holding LLC, qui détient un portefeuille de parcs solaires photovoltaïques en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord»), pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars américains (y compris les ajustements liés au fonds de roulement) et la prise en charge des obligations existantes liées à un financement donnant droit à des avantages fiscaux. L'acquisition a été financée au moyen de liquidités existantes. Le portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord se compose de 20 parcs solaires photovoltaïques situés en Caroline du Nord. Les parcs sont entrés en service entre novembre 2019 et mai 2021 et sont tous opérationnels. Le portefeuille est garanti par des CAÉ à long terme conclus avec Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque parc.

Certains actifs et passifs ont été évalués sur une base provisoire. Si de nouveaux renseignements sur les faits et circonstances qui existaient à la date d'acquisition sont obtenus dans l'année qui suit la date d'acquisition, tout ajustement relevé à l'égard des montants ci-dessus ou toute provision supplémentaire qui existait à la date d'acquisition pourrait entraîner une révision de la comptabilisation de l'acquisition.

Si les parcs solaires en Caroline du Nord avaient été acquis au début de l'exercice, les actifs se seraient traduits par un apport estimé de 16 millions de dollars aux produits des activités ordinaires et de 9 millions de dollars au résultat net avant impôts.

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

B. Acquisition de la centrale Ada

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel visée par des contrats auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat de 27 millions de dollars américains. La centrale Ada est une centrale de cogénération de 29 MW dans le Michigan, visée par un CAÉ et un contrat de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway.

C. Vente du gazoduc Pioneer

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

Par suite de la vente, la Société a décomptabilisé les actifs connexes du gazoduc Pioneer de 97 millions de dollars qui étaient classés comme étant détenus en vue de la vente et a comptabilisé un profit à la vente de 31 millions de dollars dans le compte de résultat. De plus, dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation de 41 millions de dollars et de l'obligation locative de 43 millions de dollars se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

5. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et d'attributs environnementaux, de la location de centrales, et des activités d'optimisation des actifs, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Hydro- électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commer- cialisation de l'énergie | Siège social et autres | Total |
|---|-----------------------|--|------------------|--|--|------------------------------|--------------|
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | | | | | | | |
| Électricité et autres ³ | 28 | 207 | 395 | 24 | — | — | 654 |
| Attributs environnementaux | — | 28 | — | — | — | — | 28 |
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 28 | 235 | 395 | 24 | — | — | 682 |
| Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ⁴ | — | — | 19 | — | — | — | 19 |
| Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation | — | (25) | (118) | 138 | 211 | 4 | 210 |
| Produits tirés des activités de détail et autres ^{3, 5} | 355 | 95 | 813 | 547 | — | — | 1 810 |
| Total des produits des activités ordinaires | 383 | 305 | 1 109 | 709 | 211 | 4 | 2 721 |
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | | | | | | | |
| Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires | | | | | | | |
| À un moment précis | — | 28 | 2 | 23 | — | — | 53 |
| Au fil du temps | 28 | 207 | 393 | 1 | — | — | 629 |
| Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 28 | 235 | 395 | 24 | — | — | 682 |

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Les CAÉ en Alberta visant certaines installations dans les secteurs Hydroélectricité, Gaz et Transition énergétique conclus avec le Balancing Pool ont expiré le 31 décembre 2020. Ces installations ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta le 1^{er} janvier 2021.

4) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

5) Comprennent les produits tirés des activités de détail, des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Hydro- électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commer- cialisation de l'énergie | Siège social et autres | Total |
|---|-----------------------|--|------------------|--|--|------------------------------|--------------|
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | | | | | | | |
| Électricité et autres | 141 | 238 | 465 | 156 | — | — | 1 000 |
| Attributs environnementaux | — | 23 | — | — | — | — | 23 |
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 141 | 261 | 465 | 156 | — | — | 1 023 |
| Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³ | — | — | 123 | — | — | — | 123 |
| Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation | — | (2) | (8) | 283 | 122 | 12 | 407 |
| Produits tirés des activités de détail et autres ⁴ | 11 | 70 | 207 | 265 | — | (5) | 548 |
| Total des produits des activités ordinaires | 152 | 329 | 787 | 704 | 122 | 7 | 2 101 |

| | | | | | | | |
|---|------------|------------|------------|------------|----------|----------|--------------|
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | | | | | | | |
| Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires | | | | | | | |
| À un moment précis | — | 25 | 7 | 26 | — | — | 58 |
| Au fil du temps | 141 | 236 | 458 | 130 | — | — | 965 |
| Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 141 | 261 | 465 | 156 | — | — | 1 023 |

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprennent les produits tirés des activités de détail, des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

| Exercice clos le 31 décembre 2019 | Hydro- électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commer- cialisation de l'énergie | Siège social et autres | Total |
|---|-----------------------|--|------------------|--|--|------------------------------|--------------|
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | | | | | | | |
| Électricité et autres | 142 | 221 | 497 | 185 | — | — | 1 045 |
| Attributs environnementaux | — | 23 | — | — | — | — | 23 |
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 142 | 244 | 497 | 185 | — | — | 1 068 |
| Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³ | — | — | 130 | — | — | — | 130 |
| Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation | — | 18 | (15) | 160 | 129 | 4 | 296 |
| Produits tirés des activités de détail et autres ⁴ | 14 | 50 | 239 | 560 | — | (10) | 853 |
| Total des produits des activités ordinaires | 156 | 312 | 851 | 905 | 129 | (6) | 2 347 |

| | | | | | | | |
|---|------------|------------|------------|------------|----------|----------|--------------|
| Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | | | | | | | |
| Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires | | | | | | | |
| À un moment précis | — | 27 | 5 | 46 | — | — | 78 |
| Au fil du temps | 142 | 217 | 492 | 139 | — | — | 990 |
| Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 142 | 244 | 497 | 185 | — | — | 1 068 |

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprennent les produits tirés des activités de détail, des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

B. Passifs sur contrat

La Société a comptabilisé les passifs sur contrat liés aux produits des activités ordinaires suivants :

| Passifs sur contrat | 2021 | 2020 |
|---|-----------|-----------|
| Solde au début de l'exercice | 15 | 15 |
| Montants transférés aux produits des activités ordinaires compris dans le solde d'ouverture | (1) | (1) |
| Contrepartie reçue | 8 | 1 |
| Augmentations attribuables aux montants facturés aux clients | — | 2 |
| Modification du prix de transaction | 11 | — |
| Obligations de prestation remplies | (1) | (2) |
| Solde à la fin de l'exercice | 32 | 15 |
| Partie courante | 19 | 1 |
| Partie non courante | 13 | 14 |

Les passifs sur contrat en cours au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 se rapportent principalement aux paiements anticipés liés au parc éolien de New Richmond et à la centrale hydroélectrique Bone Creek de la Société, à l'égard desquels la Société a des obligations de prestation non remplies. En outre, la Société a comptabilisé une provision pour dommages-intérêts prédéterminés en raison des interruptions qui se sont produites à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021.

C. Obligations de prestation qui restent à remplir

Les informations fournies ci-après concernant le montant total des prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir (produits des activités ordinaires tirés de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés) pour les contrats en vigueur à la date de clôture ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles à la mesure de simplification liée au droit de facturer et aux contrats dont la durée initiale attendue est de 12 mois ou moins.

De plus, dans de nombreux contrats de la Société, les éléments du prix de transaction font l'objet d'une limitation, notamment pour les produits des activités ordinaires variables qui sont tributaires des volumes de production futurs découlant de la demande des clients ou du marché ou les prix du marché qui sont assujettis à des facteurs hors du contrôle de la Société. Les produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations sont exclus des informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'à ce que les limitations soient résolues.

L'information à l'égard des contrats conclus avec des clients qui sont comptabilisés à titre d'instruments dérivés est exclue de l'information présentée ci-dessus. Se reporter à la note 15 pour plus de précisions. Les contrats conclus relativement à des projets de mise en valeur sont exclus jusqu'à ce que la mise en service soit réalisée.

Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-après ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

Hydroélectricité

Le 31 décembre 2020, le CAÉ intervenu entre la Société et le Balancing Pool en vue de fournir la capacité de production de 12 centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Alberta est venu à échéance. Depuis le 1^{er} janvier 2021, la production est vendue sur le marché de la production marchande de l'Alberta.

La Société est partie à des contrats prévoyant des services dans des centrales hydroélectriques spécifiques, qui viennent à échéance à la fin de 2030. La Société a également conclu un contrat avec le gouvernement de l'Alberta visant la gestion de l'eau en vue de réduire les inondations et la sécheresse, qui vient à échéance en 2026. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 46 millions de dollars.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au 31 décembre 2021, la Société avait conclu des contrats à long terme avec des clients visant la livraison d'électricité et de crédits d'énergie renouvelable connexes provenant de trois parcs éoliens situés en Alberta, au Minnesota et au Québec, pour lesquels la mesure de simplification liée au montant facturé n'est pas appliquée. Habituellement, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients à des prix fixes, dont certains sont assujettis à des facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. La Société prévoit comptabiliser ces montants dans les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre l'électricité sur la durée résiduelle des contrats, respectivement jusqu'en 2024, 2034 et 2033. Les produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

La Société est également partie à des contrats visant la vente de certificats d'énergie renouvelable produite dans des centrales éoliennes commerciales et prévoit comptabiliser les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre les certificats d'énergie renouvelable aux acheteurs sur la durée résiduelle des contrats, de 2022 à 2024. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 9 millions de dollars.

Gaz

Le 31 décembre 2020, les CAÉ que la Société avait conclus avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité des anciennes centrales alimentées au charbon, soit l'unité 2 de la centrale de Keephills et les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, sont venus à échéance. La production future a été vendue en tant que production marchande.

Au 31 décembre 2021, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la prestation de services d'énergie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario. Les contrats consistent tous en une seule obligation de prestation pour la Société, soit celle de se tenir prête à livrer de l'énergie sous forme d'électricité et de vapeur. Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat proroge l'échéance du contrat initial, qui passe du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Toutefois, si TransAlta ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, la Société a la possibilité de déposer un avis de résiliation en 2022, ce qui mettrait fin au contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour quatre ans après le dépôt de cet avis. La Société s'attend à comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livrera à d'autres clients industriels de l'électricité et de la vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia jusqu'à l'achèvement du contrat vers la fin de 2025, ou en 2032, si le contrat est prolongé.

À la même centrale alimentée au gaz, la Société a conclu avec l'autorité locale de l'énergie un contrat, lequel prévoit des frais fixes pour mise à disposition de capacités qui sont ajustés selon les variations saisonnières, la demande de vapeur des autres clients de la centrale et les produits des activités ordinaires nets présumés liés dans la production d'électricité au sein du marché. Par conséquent, les produits des activités ordinaires qui seront comptabilisés dans l'avenir varieront puisqu'ils sont tributaires de facteurs hors du contrôle de la Société et sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser ces produits des activités ordinaires à mesure qu'elle se tient prête à livrer de l'électricité jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2025.

Au 31 décembre 2021, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la livraison de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario, jusqu'en 2023 et 2033. Les tarifs en vertu de ces contrats sont établis selon des frais annuels fixes, des frais variables liés à l'énergie thermique fondés sur les prix du gaz et une base tarifaire fixe par gigajoule, et peuvent augmenter chaque année en fonction des prix du gaz et de l'inflation. Un contrat prévoit des engagements d'achat ferme en matière de volumes annuels minimaux. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ce contrat s'élevaient à environ 31 millions de dollars.

La Société est partie à un contrat conclu avec son client visant la fourniture de vapeur et d'électricité à sa centrale de cogénération en Alberta jusqu'au 31 décembre 2029. Le contrat est considéré comme un contrat de location simple, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires variables tirés des contrats de location. D'autres sources de produits des activités ordinaires reposent sur des mécanismes de recouvrement des coûts, ce qui leur confère une nature variable. Elles sont présumées être entièrement limitées et l'information à leur égard est exclue.

La Société est partie à un contrat, prenant effet à la fin 2023, visant la vente de capacité et d'électricité, applicable au gré du client au Canada, aux termes duquel la Société recevra un paiement de capacité fixe et des paiements d'énergie de montants variables en fonction de la production. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 336 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 5 millions de dollars et 10 millions de dollars en 2023 et entre 40 millions de dollars et 45 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Au 31 décembre 2021, la Société était partie à des CAÉ avec des clients visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz situées en Australie. De façon générale, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients. Les modalités de tarification comprennent des composantes de prix fixes et variables pour

l'électricité livrée et les paiements fixes liés à la capacité. Les produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités et l'information à leur égard est exclue. Un autre des CAÉ que la Société a conclus visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz est considéré comme un contrat de location-financement, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires tirés des contrats de location-financement et l'information à leur égard est exclue. La Société tire également des produits de ses services d'exploitation et d'entretien des centrales moyennant des frais mensuels fixes. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 2,5 milliards de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 285 millions de dollars au cours des deux prochains exercices, puis en moyenne entre 85 millions de dollars et 145 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée du contrat restant.

Transition énergétique

Le 31 décembre 2020, les CAÉ que la Société a conclus avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité de l'unité 1 de la centrale alimentée au charbon de Keephills sont venus à échéance. Le 1^{er} janvier 2021, la production a commencé à être vendue sur le marché de la production marchande.

6. Charges selon leur nature

Les charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont classées selon leur nature comme suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | | 2020 | | 2019 | |
|--|--|---|--|---|--|---|
| | Coûts du combustible et des achats d'électricité | Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | Coûts du combustible et des achats d'électricité | Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | Coûts du combustible et des achats d'électricité | Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration |
| Coûts du combustible – gaz ¹ | 306 | – | 159 | – | 133 | – |
| Coûts du combustible – charbon ^{1,2} | 164 | – | 269 | – | 310 | – |
| Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs | 19 | – | 20 | – | 21 | – |
| Achats d'électricité | 339 | – | 163 | – | 246 | – |
| Amortissement minier ³ | 190 | – | 144 | – | 119 | – |
| Salaires et avantages sociaux | 36 | 234 | 50 | 235 | 52 | 228 |
| Autres charges d'exploitation ⁴ | – | 277 | – | 237 | – | 247 |
| Total | 1 054 | 511 | 805 | 472 | 881 | 475 |

1) En 2021, les coûts du combustible ont été divisés pour présenter séparément les coûts du gaz naturel et ceux du charbon dans le tableau ci-dessus, et les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés du poste Coûts du combustible et des achats d'électricité au poste distinct Coûts de conformité liés au carbone dans les comptes de résultat consolidés. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ces reclassements.

2) Le poste Coûts du combustible – charbon pour l'exercice 2021 comprend un montant de 17 millions de dollars lié à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisée en 2021 (15 millions de dollars en 2020). Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

3) Le poste Amortissement minier pour l'exercice 2021 comprend un montant de 48 millions de dollars lié à l'amortissement minier qui avait été initialement comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon et qui avait ensuite subi une dépréciation en 2021 (22 millions de dollars en 2020). Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

4) Pour l'exercice 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprennent un montant de 28 millions de dollars lié à la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

7. Dépréciation d'actifs

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque UGT. Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2072.

| | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|------------|-----------|-----------|
| <i>Dépréciation des immobilisations corporelles :</i> | | | |
| Centrales et projets du secteur Transition énergétique (reprises) | 345 | 79 | (151) |
| Transition énergétique – provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia | – | 3 | 141 |
| Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ¹ | 32 | – | 2 |
| Mine de Highvale | 195 | – | – |
| Projet de centrale de cogénération de Kaybob | 27 | – | – |
| Énergie éolienne | 12 | – | – |
| Énergie hydroélectrique | 5 | 2 | – |
| Gaz | 5 | – | – |
| Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon ² | 17 | – | – |
| Actifs détenus en vue de la vente ³ | – | – | 15 |
| Frais de mise en valeur de projets ⁴ | 10 | – | 18 |
| Dépréciation d'actifs | 648 | 84 | 25 |

1) Variations liées aux variations des taux d'actualisation des actifs mis hors service.

2) Dépréciation à néant, car il n'y aura plus d'extraction de charbon dans cette zone de la mine.

3) Les montants de 2019 se rapportent aux camions et aux stocks connexes qui devaient être vendus dans le secteur Transition énergétique et, par conséquent, ces éléments ont été dépréciés à leur valeur nette de réalisation.

4) En 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité relativement au solde des frais de mise en valeur de projets à l'une de ses centrales hydroélectriques, étant donné l'incertitude quant au moment de la mise en œuvre du projet, et une dépréciation de 1 million de dollars relativement à des projets qui ne sont plus en cours. En 2020, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets de néant (18 millions de dollars en 2019) liés à des projets qui ne sont plus en cours dans le secteur Siège social.

A. Dépréciation d'actifs dans le secteur Transition énergétique

En 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs dans le secteur Transition énergétique en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance (191 millions de dollars) et de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Keephills, le 31 décembre 2021 (94 millions de dollars), et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 1^{er} avril 2022 (56 millions de dollars). Les tests de dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance étaient fondés sur les valeurs de récupération estimatives de ces unités qui étaient supérieures aux avantages économiques attendus de celles-ci. En ce qui a trait au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la valeur recouvrable a été calculée d'après la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la vente du matériel pour ce qui est des actifs en construction et d'après la valeur de récupération estimative pour ce qui est du reste des coûts. L'évaluation de la juste valeur des actifs en construction est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait à 33 millions de dollars, dont un montant de 25 millions de dollars était lié aux actifs détenus en vue de la vente. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante sur ces dépréciations d'actifs. La Société a décidé de mettre hors service les actifs et d'interrompre le projet après avoir évalué les conditions futures du marché, l'âge et l'état des unités en service, et en tenant compte de l'orientation stratégique de TransAlta vers des solutions d'énergie renouvelable.

En 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. Aucuns flux de trésorerie futurs estimatifs liés à la production d'énergie n'ayant été prévus pour l'unité, celle-ci a été retirée de l'UGT marchande de l'Alberta et sa valeur a immédiatement été ramenée à la valeur de récupération des matériaux de rebut. En outre, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars (7 millions de dollars américains) en raison d'une diminution de la juste valeur du terrain de la mine de Centralia établie par un tiers évaluateur.

En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT de la centrale thermique de Centralia dépassait la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix du marché de l'électricité et aux coûts du charbon découlant de la renégociation de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Centralia.

B. Mine de Highvale

En 2021, compte tenu de la fermeture de la mine de Highvale prévue pour la fin de 2021, il a été déterminé que la valeur de récupération estimative dépassait l'avantage économique procuré à l'UGT marchande de l'Alberta. L'actif a été retiré de l'UGT marchande de l'Alberta pour les besoins des tests de dépréciation et a été soumis à un test de dépréciation séparément, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 195 millions de dollars dans le secteur Transition énergétique, l'actif ayant été ramené à sa valeur de récupération.

C. Projet de centrale de cogénération de Kaybob

Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et Energy Transfer Canada («ET Canada», auparavant SemCAMS Midstream ULC) ont conclu des ententes définitives portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. La centrale devait recevoir ses dernières approbations réglementaires au cours du deuxième semestre de 2020 et les travaux de construction devaient commencer en décembre 2020. Toutefois, le 25 septembre 2020, l'Alberta Utilities Commission («AUC») a rendu sa décision approuvant la construction et l'exploitation de la centrale, mais rejetant la demande de désignation de système industriel. TransAlta ne procédera pas à la réalisation du projet de centrale de cogénération de Kaybob en raison de la résiliation alléguée, par ET Canada, des ententes visant la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. Par conséquent, la Société a comptabilisé une dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la vente du matériel acheté à ce jour. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. Se reporter à la note 36 pour plus de détails.

D. Centrales éoliennes

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 10 millions de dollars à l'égard d'un actif éolien pour tenir compte d'une augmentation des frais de démantèlement estimés par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment à l'égard des frais de démantèlement des parcs éoliens. Se reporter à la note 23 pour en savoir plus sur les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état. L'évaluation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie qui en découle est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs et la Société a ajusté à la baisse la valeur attendue, la ramenant à 65 millions de dollars au moyen de taux d'actualisation de 5,0 % (5,3 % au 31 décembre 2020). Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur portent sur la production d'électricité, les prix de vente et les coûts, lesquels sont assujettis à une incertitude relative à la mesure.

En 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à la défaillance de la tour de Kent Hills Wind LP. Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour de l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Se reporter à la note 24 pour plus de précisions.

E. Dépréciation sur la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service

En 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croyait plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seraient terminés comme il avait été proposé initialement. À la fin de 2019, la meilleure estimation que la Société était en mesure de fournir à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 141 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement a donné lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

8. Créances au titre des contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, associés à la centrale de cogénération de Poplar Creek et aux centrales de SCE, se présentent comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | | 2020 | |
|---|--|--|--|--|
| | Encaissements minimaux au titre de la location | Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location | Encaissements minimaux au titre de la location | Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location |
| Moins de un an | 58 | 54 | 63 | 56 |
| De deux à cinq ans inclusivement | 127 | 105 | 169 | 126 |
| Plus de cinq ans | 80 | 66 | 100 | 82 |
| | 265 | 225 | 332 | 264 |
| Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés | 40 | — | 68 | — |
| Total des créances au titre des contrats de location-financement | 225 | 225 | 264 | 264 |

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

| | | |
|--|------------|------------|
| Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 14) | 40 | 36 |
| Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement | 185 | 228 |
| Total des créances au titre des contrats de location-financement | 225 | 264 |

Le 22 octobre 2020, Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son CAÉ existant avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP»). Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1^{er} décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Aux fins comptables, le CAÉ initial a été comptabilisé à titre de contrat de location simple. Or, le nouveau CAÉ est comptabilisé à titre de contrat de location-financement.

Par conséquent, en 2020, la Société a décomptabilisé un actif net de 77 millions de dollars, qui comprenait les soldes des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des crédits reportés et des charges payées d'avance. En outre, la Société a comptabilisé un montant à recevoir de 89 millions de dollars au titre d'un contrat de location-financement et un profit de 12 millions de dollars à la cession d'actifs. Après la transaction, la Société a engagé des coûts supplémentaires au titre des activités d'entretien d'envergure relativement à ces actifs, qu'elle a comptabilisés en réduction du profit à la cession d'actifs.

9. Autres résultats d'exploitation, montant net

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|----------|-------------|-------------|
| Entente sur l'élimination du charbon en Alberta | (40) | (40) | (40) |
| Règlements avec des fournisseurs | 34 | — | — |
| Provisions pour contrats déficitaires | 14 | 29 | — |
| Recouvrements d'assurance et autres ¹ | — | — | (9) |
| Autres résultats d'exploitation, montant net | 8 | (11) | (49) |

1) Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2021 et en 2020. En 2019, la Société a reçu des recouvrements d'assurance de 10 millions de dollars se rapportant à des indemnités d'assurance liées aux incendies de tours survenus au parc éolien du Wyoming et à Summerview.

A. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination des émissions de ses centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite de la participation ne donnant pas le contrôle liée à Sheerness) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Cette condition a été satisfaite le 31 décembre 2021. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre

méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030. En juillet 2018, la Société a obtenu du financement fondé sur les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Se reporter à la note 24 pour plus de détails.

B. Règlements avec des fournisseurs

En 2021, un montant de 34 millions de dollars a été passé en charges relativement aux décisions d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills, y compris un actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) puisqu'il est peu probable que la Société engage suffisamment de dépenses d'investissement ou charges d'exploitation pour utiliser le montant restant.

C. Provisions pour contrats déficitaires

En 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la fermeture de la mine de Highvale.

En 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit avant la fin de 2021. La dernière livraison de charbon a été reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements aux termes du contrat d'approvisionnement en charbon se poursuivront jusqu'en 2025.

10. Placements

Les placements de la Société dans des coentreprises et des entreprises associées qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence sont ses placements dans Skookumchuck et EMG.

La variation des placements se présente comme suit :

| | Skookumchuck | EMG | Total |
|---|--------------|-----------|------------|
| Solde au 31 décembre 2019 | — | — | — |
| Apports | 86 | 16 | 102 |
| Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence | 1 | — | 1 |
| Variation des taux de change | (2) | (1) | (3) |
| Solde au 31 décembre 2020 | 85 | 15 | 100 |
| Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence | 12 | (3) | 9 |
| Distributions reçues | (4) | — | (4) |
| Solde au 31 décembre 2021 | 93 | 12 | 105 |

A. Projet de parc éolien Skookumchuck

Le 25 novembre 2020, TransAlta a clôturé l'acquisition d'une participation de 49 % dans SP Skookumchuck Investments, LLC auprès de Southern Power pour une contrepartie en trésorerie de 86 millions de dollars (66 millions de dollars américains). Le projet de parc éolien Skookumchuck de 136,8 MW est situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, et se compose de 38 éoliennes Vestas V136. Le projet est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy.

B. Acquisition d'EMG International

Le 30 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 30 % dans EMG. Le prix d'achat de 12 millions de dollars américains comprend une composante estimative conditionnelle à la réalisation par EMG de certaines mesures de résultats en 2020 et 2021, après l'acquisition. Le montant définitif de la composante conditionnelle sera calculé en fonction des résultats réellement obtenus. EMG est une société bien établie qui compte plus de 25 ans d'expérience dans l'épuration des eaux usées de procédé et qui est spécialisée dans la conception et la construction de systèmes de digestion anaérobie à haut rendement. Ce placement offre à TransAlta l'occasion de tirer parti de son expérience en matière de production sur place afin de soutenir les avancées d'EMG dans le domaine de la valorisation énergétique des déchets et permettra à la Société de faire progresser son plan de croissance de l'électricité propre sur le marché américain.

Les informations financières sur les résultats des activités d'exploitation liés à la quote-part de la Société dans Skookumchuck et EMG se résument comme suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|----------|----------|
| Résultats des activités d'exploitation | | |
| Produits des activités ordinaires | 19 | 3 |
| Charges | (10) | (2) |
| Quote-part du résultat net | 9 | 1 |

11. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|------------|------------|------------|
| Intérêt sur la dette | 163 | 158 | 161 |
| Intérêt sur les débiteures échangeables (note 25) | 29 | 29 | 20 |
| Intérêt sur les actions privilégiées échangeables (note 25) | 28 | 5 | — |
| Produits d'intérêts | (11) | (10) | (13) |
| Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 18) | (14) | (8) | (6) |
| Intérêts sur les obligations locatives | 7 | 8 | 4 |
| Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts | 18 | 18 | 15 |
| Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (note 24) ¹ | (9) | 1 | (35) |
| Intérêt sur la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau (note 36 H) I)) | — | 5 | — |
| Autre ² | 2 | 2 | 10 |
| Désactualisation des provisions (note 23) | 32 | 30 | 23 |
| Charge d'intérêts nette | 245 | 238 | 179 |

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

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

12. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------------|--------------|-------------|
| Résultat avant impôts sur le résultat | (380) | (303) | 193 |
| Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujéti à l'impôt | (33) | 2 | (26) |
| Résultat ajusté avant impôts sur le résultat | (413) | (301) | 167 |
| Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%) | 23,6 % | 24,5 % | 26,5 % |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévu | (98) | (74) | 44 |
| Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants : | | | |
| Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers | 4 | 3 | 5 |
| Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales | — | 9 | — |
| Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé non comptabilisés | 134 | 8 | (9) |
| Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences | 4 | (7) | (31) |
| Divers | 1 | 11 | 8 |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat | 45 | (50) | 17 |
| Taux d'impôt effectif (%) | (11) % | 17 % | 10 % |

II. Composantes de la charge d'impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|-----------|-------------|-----------|
| Charge d'impôt exigible | 56 | 35 | 35 |
| Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires | (145) | (95) | 22 |
| Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale | — | 9 | — |
| Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales | — | (7) | (31) |
| Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant des actifs d'impôt différé non comptabilisés ¹ | 134 | 8 | (9) |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat | 45 | (50) | 17 |

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-----------|-------------|-----------|
| Charge d'impôt exigible | 56 | 35 | 35 |
| Recouvrement d'impôt différé | (11) | (85) | (18) |
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat | 45 | (50) | 17 |

¹ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 134 millions de dollars (réduction de valeur de 8 millions de dollars en 2020 et reprise de réduction de valeur de 9 millions de dollars en 2019). Au cours de l'exercice considéré, des actifs d'impôt différé supplémentaires ont été créés par la comptabilisation de pertes au titre des autres éléments du résultat global aux États-Unis. Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis et au Canada détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

B. États des variations des capitaux propres consolidés

Le montant total d'impôt exigible et différé lié aux éléments porté au crédit ou au débit des capitaux propres est présenté comme suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-------------|-------------|------------|
| Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à : | | | |
| Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie | (57) | (23) | 6 |
| Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) | 11 | (3) | (7) |
| Recouvrement d'impôts sur le résultat présenté dans les capitaux propres | (46) | (26) | (1) |

C. États de la situation financière consolidés

Les principales composantes des actifs (passifs) d'impôt différé de la Société sont les suivantes :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|--|-------|-------|
| Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes ¹ | 530 | 469 |
| Frais de démantèlement et de remise en état futurs | 183 | 140 |
| Immobilisations corporelles | (651) | (717) |
| Actifs et passifs de gestion du risque, montant net | (53) | (107) |
| Régimes d'avantages du personnel et de rémunération | 53 | 62 |
| Intérêt déductible au cours de périodes futures | 17 | 22 |
| Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains | 16 | 31 |
| Autres différences temporaires déductibles | (5) | 2 |
| Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé | 90 | (98) |
| Actifs d'impôt différé non comptabilisés | (380) | (247) |
| Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé | (290) | (345) |

1) Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2031 et 2040.

Les passifs d'impôt différé, montant net, sont présentés dans les états de la situation financière consolidés comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|--------------------------------------|-------|-------|
| Actifs d'impôt différé ¹ | 64 | 51 |
| Passifs d'impôt différé | (354) | (396) |
| Passifs d'impôt différé, montant net | (290) | (345) |

1) Les actifs d'impôt différé présentés dans les états de la situation financière consolidés sont recouvrables selon le résultat futur prévu et les stratégies de planification fiscale. Les hypothèses utilisées pour estimer le résultat futur reposent sur les prévisions à long terme de la Société.

D. Éventualités

Au 31 décembre 2021, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (néant en 2020) relatif à des positions fiscales incertaines.

Vérification de l'ARC sur une base continue

La Société fait l'objet, sur une base continue, de vérifications de routine par l'Agence du revenu du Canada («ARC») des positions prises dans ses déclarations de revenus. L'ARC examine actuellement les déclarations de revenus de la Société pour l'année d'imposition 2015 et, dans le cadre de cette vérification, examine la réorganisation interne achevée en 2015. À ce jour, l'ARC n'a proposé aucune nouvelle cotisation au titre du passif fiscal de la Société par suite de la vérification, et la direction est d'avis qu'une nouvelle cotisation serait sans fondement. La Société croit fermement que les positions qu'elle a prises dans ses déclarations de revenus sont appropriées et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à l'égard de cette nouvelle cotisation éventuelle. Si un avis de nouvelle cotisation est établi, la Société entend s'opposer avec vigueur à cette nouvelle cotisation. Si l'ARC établit cette nouvelle cotisation, la Société sera tenue de payer, sur une base provisoire, jusqu'à 50 % des montants visés par la cotisation, compris entre néant et 57 millions de dollars d'après les estimations. Tout paiement effectué par la Société dans ce contexte serait retenu par l'ARC jusqu'au règlement définitif du litige. La Société croit fermement qu'elle réussira à défendre les positions prises dans ses déclarations initiales de sorte que, au bout du compte, aucun impôt sur le résultat à payer supplémentaire ne découlera de la vérification de l'ARC et que les montants versés à l'ARC par la Société, le cas échéant, seraient remboursés.

13. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales et les entreprises de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentées dans le tableau qui suit :

| Filiale/entreprise | Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2021 |
|---------------------------------|--|
| TransAlta Cogeneration L.P. | 49,99 % – Canadian Power Holdings Inc. |
| TransAlta Renewables | 39,9 % – actionnaires publics |
| Kent Hills Wind LP ¹ | 17 % – Natural Forces Technologies Inc. |

1) Détenue par TransAlta Renewables.

TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans une centrale au bicarburant. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie renouvelable au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à partir d'énergies renouvelables de la Société.

Les informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle se résument comme suit :

A. TransAlta Renewables

Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Produits des activités ordinaires | 470 | 436 | 446 |
| Résultat net | 139 | 97 | 183 |
| Total du résultat global | 66 | 223 | 138 |
| Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle : | | | |
| Résultat net | 50 | 40 | 73 |
| Total du résultat global | 21 | 90 | 56 |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle | 100 | 80 | 69 |

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|---------|---------|
| Actifs courants | 430 | 743 |
| Actifs non courants | 3 319 | 2 913 |
| Passifs courants | (593) | (364) |
| Passifs non courants | (1 033) | (987) |
| Total des capitaux propres | (2 123) | (2 305) |
| Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle | (869) | (948) |
| Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%) | 39,9 | 39,9 |

En 2020, le pourcentage de participation de la Société a diminué, passant de 60,4 % en 2019 à 60,1 %, en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ un million d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. La Société n'a pas participé à ce régime. Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs déclarés.

B. TA Cogen

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------|------|------|
| Résultats des activités d'exploitation | | | |
| Produits des activités ordinaires | 265 | 146 | 181 |
| Résultat net | 103 | (13) | 43 |
| Total du résultat global | 103 | (13) | 43 |
| Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle : | | | |
| Résultat net | 62 | (6) | 21 |
| Total du résultat global | 62 | (6) | 21 |
| Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc. | 56 | 17 | 37 |

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|--|-------------|-------------|
| Actifs courants | 66 | 69 |
| Actifs non courants | 312 | 323 |
| Passifs courants | (52) | (78) |
| Passifs non courants | (36) | (37) |
| Total des capitaux propres | (290) | (277) |
| Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc. | (142) | (136) |
| Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%) | 49,99 | 49,99 |

Le CAÉ conclu avec le Balancing Pool est venu à échéance en 2020 et la centrale de Sheerness est devenue une centrale de production marchande en 2021. Cela a donné lieu à de nouveaux protocoles en vertu du contrat modifié, lequel stipule que les produits des activités ordinaires et le coût des ventes de la centrale sont affectés en fonction des activités de répartition. Les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation continuent d'être affectées en fonction de la participation.

14. Créances clients et autres débiteurs

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|-------------|-------------|
| Créances clients | 499 | 488 |
| Garanties versées (note 16) | 55 | 49 |
| Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8) | 40 | 36 |
| Prêt à recevoir (note 22) | 55 | – |
| Impôts sur le résultat à recevoir | 2 | 10 |
| Créances clients et autres débiteurs | 651 | 583 |

15. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti. Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable au 31 décembre 2021

| | Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture | Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN) | Coût amorti | Total |
|--|---|--|-------------|-------|
| Actifs financiers | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹ | — | — | 947 | 947 |
| Liquidités soumises à restrictions | — | — | 70 | 70 |
| Créances clients et autres débiteurs | — | — | 651 | 651 |
| Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement | — | — | 185 | 185 |
| Actifs de gestion du risque | | | | |
| Courants | 36 | 272 | — | 308 |
| Non courants | 252 | 147 | — | 399 |
| Passifs financiers | | | | |
| Dettes fournisseurs et charges à payer | — | — | 689 | 689 |
| Dividendes à verser | — | — | 62 | 62 |
| Passifs de gestion du risque | | | | |
| Courants | — | 261 | — | 261 |
| Non courants | — | 145 | — | 145 |
| Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ² | — | — | 3 267 | 3 267 |
| Titres échangeables (note 25) | — | — | 735 | 735 |

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2020

| | Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture | Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN) | Coût amorti | Total |
|--|---|--|-------------|-------|
| Actifs financiers | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹ | — | — | 703 | 703 |
| Liquidités soumises à restrictions | — | — | 71 | 71 |
| Créances clients et autres débiteurs | — | — | 583 | 583 |
| Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement | — | — | 228 | 228 |
| Actifs de gestion du risque | | | | |
| Courants | 102 | 69 | — | 171 |
| Non courants | 471 | 50 | — | 521 |
| Autres actifs (note 22) | — | — | 52 | 52 |
| Passifs financiers | | | | |
| Dettes fournisseurs et charges à payer | — | — | 599 | 599 |
| Dividendes à verser | — | — | 59 | 59 |
| Passifs de gestion du risque | | | | |
| Courants | 10 | 84 | — | 94 |
| Non courants | — | 68 | — | 68 |
| Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ² | — | — | 3 361 | 3 361 |
| Titres échangeables (note 25) | — | — | 730 | 730 |

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

B. Juste valeur des 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 cet instrument dans un marché actif auquel la Société a accès. En l'absence d'un marché actif, la Société calcule 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, la Société examine d'abord les données de marché observables de l'extérieur. Toutefois, si celles-ci ne sont pas disponibles, la Société a recours à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie des justes valeurs utilisée par la Société sont définis ci-après. 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.

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement.

Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II de la Société comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules d'interpolation, où les données d'entrée sont facilement observables.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas facilement observables.

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme les évaluations axées sur les prévisions et les évaluations fondées sur des modèles. Pour les évaluations fondées sur des modèles, des modèles d'évaluation des dérivés, des modèles de régression et des modèles d'évaluation fondés sur les statistiques historiques («bootstrap») peuvent être utilisés. Les données d'entrée du modèle peuvent reposer sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou la volatilité ainsi que les corrélations entre les produits provenant des rapports de prix historiques.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 31 décembre 2021 : niveau I – actif net de 12 millions de dollars (passif net de 13 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau II – actif net de 122 millions de dollars (passif net de 27 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau III – actif net de 159 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 découlent essentiellement de la volatilité des prix du marché pour les contrats existants et les nouveaux contrats ainsi que des règlements de contrats.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des exercices clos respectivement les 31 décembre 2021 et 2020 :

| | Exercice clos le 31 déc. 2021 | | | Exercice clos le 31 déc. 2020 | | |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------|
| | Couvertures | Éléments autres que de couverture | Total | Couvertures | Éléments autres que de couverture | Total |
| Solde d'ouverture | 573 | 9 | 582 | 678 | 8 | 686 |
| Variations attribuables aux : | | | | | | |
| Variations des prix du marché pour les contrats existants | (181) | 4 | (177) | (18) | 3 | (15) |
| Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats | – | (134) | (134) | – | 7 | 7 |
| Contrats réglés | (107) | (5) | (112) | (71) | (10) | (81) |
| Variation des taux de change | – | – | – | (16) | 1 | (15) |
| Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période | 285 | (126) | 159 | 573 | 9 | 582 |
| Informations supplémentaires sur le niveau III : | | | | | | |
| Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global | (181) | – | (181) | (34) | – | (34) |
| Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat | 107 | (130) | (23) | 71 | 11 | 82 |
| Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période | – | (135) | (135) | – | 1 | 1 |

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Le service de gestion du risque de la Société établit les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base. Les justes valeurs de niveau III sont principalement calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Au 31 décembre 2021, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 305 millions de dollars (615 millions de dollars en 2020) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 146 millions de dollars (33 millions de dollars en 2020). Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent tiennent compte de l'incidence sur la juste valeur de l'actualisation, des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit; toutefois, l'incidence compensatoire potentielle des positions de niveau II n'est pas prise en compte. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité des prix et des corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement. En 2021, les sensibilités tiennent compte de l'incidence des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit.

| Au | | 31 décembre 2021 | | |
|--|-------------|--|--|---|
| Description | Sensibilité | Technique d'évaluation | Données d'entrée non observables | Variation possible raisonnable |
| Ventes d'électricité à long terme – États-Unis | +22 -145 | Prévisions de prix à long terme | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) | Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US |
| Livraison de charbon – États-Unis | +3 -18 | Évaluation numérique des instruments dérivés | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Volatilité Augmentation du tarif ferroviaire | Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US 80 % à 120 % Zéro à 4 % |
| Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis | +9 -9 | Statistiques historiques («bootstrap») | Volume Coût de l'approvisionnement | 95 % à 105 % (+/-) 1 \$ US par MWh |
| Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis | +17 -16 | Prévisions de prix à long terme | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité) | Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 2 \$ US |
| Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada | +21 -11 | Prévisions de prix à long terme | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne | Baisse du prix de 24 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA Baisse de 5 % ou hausse de 5 % |
| Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis | +27 -15 | Prévisions de prix à long terme | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne | Baisse du prix de 2 \$ US ou hausse de 3 \$ US Baisse de 3 % ou hausse de 3 % |
| | +6 | | | |
| Autres | -6 | | | |

| Au | | 31 décembre 2020 | | |
|---|-------------|--|--|--|
| Description | Sensibilité | Technique d'évaluation | Données d'entrée non observables | Variation possible raisonnable |
| Ventes d'électricité à long terme – États-Unis | +35 | Prévisions de prix à long terme | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) | Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US |
| | -59 | | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) | Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US |
| Livraison de charbon – États-Unis | +3 | Évaluation numérique des instruments dérivés | Volatilité | 80 % à 120 % |
| | -5 | | Augmentation du tarif ferroviaire | Zéro à 4 % |
| Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis | +3 | Statistiques historiques («bootstrap») | Volume | 95 % à 105 % |
| | -3 | | Coût de l'approvisionnement | (+/-) 1 \$ US par MWh |
| Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis | +22 | Prévisions de prix à long terme | Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) | Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US |
| | -22 | | Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité) | Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US |
| | +5 | | | |
| Autres | -5 | | | |

i. Ventes d'électricité à long terme – États-Unis

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Pour les périodes au-delà de 2023, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondées sur les données fondamentales et des indicateurs de marché ont été utilisés comme approximations dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses).

Le contrat est libellé en dollars américains. Du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2021, le dollar américain est demeuré constant par rapport au dollar canadien, ce qui explique que la valeur de sensibilité soit demeurée constante. Le solde de ce contrat au 31 décembre 2021 avait diminué en raison surtout de l'augmentation des prix de l'électricité à terme par rapport aux prix estimés précédemment.

ii. Livraison de charbon – États-Unis

La Société est partie à un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées dans l'évaluation comprennent les prix de l'électricité non liquides, la volatilité des options et l'augmentation du tarif ferroviaire. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Pour les périodes au-delà de 2023, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondées sur les données fondamentales et des indicateurs de marché ont été utilisés comme approximations dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). La volatilité des options et les fourchettes d'augmentation du tarif ferroviaire ont été déterminées en utilisant des données historiques et en exerçant un jugement professionnel.

iii. Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis

La Société dispose d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement exclusif, aux termes desquels la Société s'engage à répondre aux besoins spécifiques de clients des services publics pour une gamme de produits pouvant comprendre l'énergie électrique, la capacité, le transport, les services auxiliaires, les crédits d'énergie renouvelable et les coûts de la société indépendante d'exploitation du réseau.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation du portefeuille comprennent les volumes livrés et le coût d'approvisionnement. La consommation horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter une prime ou un escompte par rapport au prix moyen établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles sont utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

iv. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis

En ce qui a trait au parc éolien Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2019, se prolonge sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme non liquides de l'électricité et des crédits d'énergie renouvelable.

v. Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada

En ce qui concerne le projet de parc éolien Garden Plain, la Société a conclu un CAÉ virtuel aux termes duquel la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi par l'Alberta Electric System Operator («AESO»). Le contrat entre en vigueur dès la mise en service du parc, laquelle est prévue pour la fin de 2022, et prend fin 18 ans après cette date. La composante énergie du contrat est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

En plus du CAÉ virtuel, la Société a conclu un «contrat de transition» d'une durée de 16 mois, soit du 1^{er} septembre 2021 au 31 décembre 2022, pouvant être prolongé au prix du CAÉ virtuel, selon le moment du début des activités commerciales.

En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquérir une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sont les prix à terme non liquides de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

vi. Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis

Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ virtuels à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW (collectivement, les «projets de parcs éoliens White Rock») qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. La Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi. Les contrats entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens, ce qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023, et prennent fin 15 ans après cette date. La composante énergie des contrats est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sont les prix à terme non liquides de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant un actif net d'une juste valeur de 8 millions de dollars au 31 décembre 2021 (passif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2020), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs et passifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 sont principalement attribuables aux prix du marché favorables pour les contrats existants.

IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur se présentent comme suit :

| | Juste valeur ¹ | | | | Valeur comptable totale ¹ |
|---|---------------------------|-----------|------------|-------|--------------------------------------|
| | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Total | |
| Titres échangeables au 31 décembre 2021 | – | 770 | – | 770 | 735 |
| Dette à long terme au 31 décembre 2021 | – | 3 272 | – | 3 272 | 3 167 |
| Titres échangeables au 31 décembre 2020 | – | 769 | – | 769 | 730 |
| Dette à long terme au 31 décembre 2020 | – | 3 480 | – | 3 480 | 3 227 |

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débetures, des billets de premier rang et des titres échangeables de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir (se reporter à la note 22) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 8) se rapproche de leur valeur comptable.

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 15 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|--------------|-------------|----------|
| Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de l'exercice | (33) | 9 | 49 |
| Nouveau profit initial (nouvelle perte initiale) ¹ | (50) | (13) | 3 |
| Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice | (19) | (29) | (43) |
| Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de l'exercice² | (102) | (33) | 9 |

1) En 2021, la Société a conclu des CAÉ portant sur les projets de parcs éoliens White Rock, lesquels ont entraîné une nouvelle perte initiale découlant de la différence entre le prix fixe du CAÉ et les prix du marché futurs estimatifs. D'autres facteurs clés, tels que les aspects économiques et les incitatifs liés au projet, influent sur le prix de l'électricité à long terme dans le cadre de projets d'énergie renouvelable outre la courbe du prix de l'électricité, qui est non liquide pendant la plus grande partie de la durée du CAÉ. En 2020, la Société a conclu un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

2) En 2020, le profit initial net sur le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis s'est transformé en position de perte en fonction de la courbe des prix à terme du jour 1 lors de la passation du contrat.

16. Activités de gestion du risque

A. Stratégie de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque.

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion des risques comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs (passifs) nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 31 décembre 2021

| | Couvertures de flux de trésorerie | Non désignés comme couvertures | Total |
|--|---|---|------------|
| Gestion du risque lié aux produits de base | | | |
| Courants | 33 | 12 | 45 |
| Non courants | 252 | (4) | 248 |
| Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base | 285 | 8 | 293 |
| Divers | | | |
| Courants | 3 | (1) | 2 |
| Non courants | — | 6 | 6 |
| Autres actifs nets de gestion du risque | 3 | 5 | 8 |
| Total des actifs nets de gestion du risque | 288 | 13 | 301 |

Au 31 décembre 2020

| | Couvertures de flux de trésorerie | Non désignés comme couvertures | Total |
|--|---|---|-------------|
| Gestion du risque lié aux produits de base | | | |
| Courants | 101 | (11) | 90 |
| Non courants | 471 | (19) | 452 |
| Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base | 572 | (30) | 542 |
| Divers | | | |
| Courants | (9) | (4) | (13) |
| Non courants | — | 1 | 1 |
| Autres passifs nets de gestion du risque | (9) | (3) | (12) |
| Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque | 563 | (33) | 530 |

I. Conventions de compensation

Le tableau ci-dessous présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de la Société faisant l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires ou d'autres conventions semblables :

| Aux 31 décembre | 2021 | | | | 2020 | | | |
|---|----------------------------------|---|-----------------------------------|--|----------------------------------|---|-----------------------------------|--|
| | Actifs financiers courants | Actifs financiers non courants | Passifs financiers courants | Passifs financiers non courants | Actifs financiers courants | Actifs financiers non courants | Passifs financiers courants | Passifs financiers non courants |
| Montants bruts comptabilisés | 394 | 330 | (306) | (122) | 120 | 69 | (132) | (104) |
| Montants bruts compensés | (137) | (53) | 138 | 54 | (69) | (10) | 69 | 10 |
| Montants nets figurant dans les états de la situation financière consolidés | 257 | 277 | (168) | (68) | 51 | 59 | (63) | (94) |

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Gestion du risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

Pour réduire le risque de variations défavorables des prix des produits de base, la Société a recours à trois outils :

- Un cadre de contrôles du risque
- Un plan de couverture prédéfini, y compris des swaps financiers à prix fixe sur l'électricité et des contrats de vente d'énergie prévoyant la livraison à long terme pour couvrir le risque lié aux produits de base relativement à la production d'électricité
- Un comité responsable de surveiller la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et de s'assurer de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique

La Société a réalisé des couvertures du prix des produits de base pour sa centrale thermique de Centralia et pour son exposition au marché de capacité marchande en Alberta, y compris des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme à la centrale de Centralia et des swaps financiers à prix fixe liés au portefeuille en Alberta pour couvrir les prix. Les deux stratégies de couverture relèvent de la stratégie de gestion du risque de la Société utilisée pour couvrir le risque lié aux produits de base.

Il n'y a pas de source d'inefficacité de la couverture pour l'exposition au marché de capacité marchande en Alberta.

Les expositions au risque de marché sont évaluées à l'aide de la valeur à risque («VaR») appuyée par l'analyse de sensibilité. Il n'y a eu aucun changement à l'exposition de la Société au risque de marché ou à la façon dont ce risque est géré ou évalué.

i. Gestion du risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la VaR. Le conseil approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 décembre 2021 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2020 et 1 million de dollars en 2019).

ii. Risque lié au prix des produits de base – production

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

Au 31 décembre 2021, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 33 millions de dollars (12 millions de dollars en 2020 et 25 millions de dollars en 2019). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 décembre 2021, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 51 millions de dollars (15 millions de dollars en 2020 et 8 millions de dollars en 2019).

iii. Gestion du risque lié au prix des produits de base – couvertures

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | | 2020 | |
|--------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| Type (en milliers) | Notionnel vendu | Notionnel acquis | Notionnel vendu | Notionnel acquis |
| Électricité (MWh) ¹ | – | – | 95 | – |

1) Exclut le contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis. Se reporter à la note 15 B) l) c) i) pour en savoir plus sur ce contrat.

En 2021, des pertes latentes avant impôts de 1 million de dollars (profits de 1 million de dollars en 2020 et profits de 1 million de dollars en 2019) liées à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputées être inefficaces à des fins comptables ont été reprises du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisées en résultat net.

iv. Gestion du risque lié au prix des produits de base – éléments autres que de couverture

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | | 2020 | |
|-----------------------|--------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| Type (en milliers) | Notionnel vendu | Notionnel acquis | Notionnel vendu | Notionnel acquis |
| Électricité (MWh) | 46 139 | 14 951 | 12 944 | 8 258 |
| Gaz naturel (GJ) | 7 501 | 173 898 | 23 035 | 177 448 |
| Transport (MWh) | 37 | 1 097 | – | 1 578 |
| Émissions (MWh) | 445 | 2 030 | 1 831 | 2 112 |
| Émissions (tonnes) | 350 | 350 | 2 160 | 2 365 |
| Charbon (tonnes) | – | 9 352 | – | 9 078 |

b. Gestion du risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt de la Société. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

La facilité de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 3 % de la dette de la Société au 31 décembre 2021 (7 % en 2020). Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés. Les instruments dérivés sur taux d'intérêt en cours de la Société se présentent comme suit :

En 2021, la Société était partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains (150 millions de dollars américains en 2020) aux termes desquels la Société reçoit un taux d'intérêt variable égal au LIBOR à trois mois et paie des intérêts à un taux fixe égal à 0,94 % (0,94 % en 2020) du montant notionnel. Les swaps servent à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt lié à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 400 millions de dollars américains qui devrait être réalisée en 2022.

En 2021, la Société était partie à des ententes de fixation des taux d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains (75 millions de dollars en 2020) aux termes desquelles la Société reçoit le règlement si, à la date de fixation du prix, la différence entre le prix de l'obligation du Trésor américain à 1,375 % sous-jacente (prix de l'obligation du gouvernement du Canada à 5,75 % en 2020) et le rendement à terme de l'obligation (150 millions de dollars avec un rendement à terme de 1,20 % en 2020) est positive. Si la différence est négative, la Société paie le règlement. Les ententes de fixation des taux servent à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt lié à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 400 millions de dollars américains (150 millions de dollars en 2020). L'entente de fixation des taux d'un montant de 75 millions de dollars en cours au 31 décembre 2020 a été réglée en 2021.

Il n'y avait aucun instrument dérivé sur taux d'intérêt en cours en 2019.

La réforme du LIBOR pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. La facilité utilise comme taux de référence le LIBOR pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, et inclut des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. À l'heure actuelle, aucun emprunt n'a été effectué sur la facilité de crédit. L'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois; toutefois, seuls les taux CDOR à six et à douze mois ont été abandonnés et il n'est actuellement pas prévu de cesser la publication d'autres taux CDOR.

En outre, la Société est partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois, qui devraient être réglés au troisième trimestre de 2022. Le LIBOR à trois mois cessera d'être publié le 30 juin 2023.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

La Société peut adopter les stratégies de couverture suivantes pour atténuer le risque de change :

- Des contrats de change à terme afin de réduire les variations défavorables des taux de change sur les dépenses liées aux projets et les distributions reçues en devises
- Des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net
- La désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux de change relativement à certaines filiales à l'étranger

La cible de la Société 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 sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars américains et de contrats de change à terme. L'exposition au dollar australien sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars australiens et de contrats de change à terme.

i. Couvertures de l'investissement net

En désignant la dette en devises comme couverture de l'investissement net de la Société dans des filiales à l'étranger, la Société a déterminé que la couverture est efficace dans la mesure où la monnaie étrangère des investissements nets correspond à la devise de la couverture et que, par conséquent, un lien économique existe.

Les couvertures de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger comprenaient la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2020).

ii. Couvertures de flux de trésorerie

La Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères ainsi qu'à des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net.

| Aux 31 décembre | | 2021 | | 2020 | | | |
|---|---------------------|-----------------------------|----------|--------------------|---------------------|-----------------------------|----------|
| Notionnel vendu | Notionnel acquis | Passif à la juste valeur | Échéance | Notionnel vendu | Notionnel acquis | Passif à la juste valeur | Échéance |
| <i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i> | | | | | | | |
| 10 \$ CA | 8 \$ US | – | 2022 | 71 \$ CA | 54 \$ US | (2) | 2021 |
| 19 \$ AU | 14 \$ US | – | 2022 | – | – | – | – |

iii. *Éléments autres que de couverture*

La Société a aussi recours aux contrats de change pour gérer ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change.

| Aux 31 décembre | | 2021 | | 2020 | | | |
|---|---------------------|-------------------------------------|-----------|--------------------|---------------------|-------------------------------------|-----------|
| Notionnel vendu | Notionnel acquis | Actif (passif) à la juste valeur | Échéance | Notionnel vendu | Notionnel acquis | Actif (passif) à la juste valeur | Échéance |
| <i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i> | | | | | | | |
| 28 \$ AU | 26 \$ CA | (5) | 2022-2025 | 197 \$ AU | 181 \$ CA | (14) | 2021-2024 |
| 271 \$ US | 357 \$ CA | 8 | 2022-2025 | 47 \$ US | 72 \$ CA | 9 | 2021-2024 |
| | | | | 4 \$ AU | 3 \$ US | – | 2021 |
| | | | | 1 \$ CA | 1 EUR | – | 2021 |
| <i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i> | | | | | | | |
| 191 \$ CA | 150 \$ US | 1 | 2022 | 191 \$ CA | 150 \$ US | 2 | 2022 |

iv. *Incidences du risque de change*

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers libellés dans des monnaies étrangères autres que la monnaie fonctionnelle de la Société est présentée ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ (0,03 \$ en 2020 et 0,03 \$ en 2019) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | | 2020 | | 2019 | |
|--------------------------------|---|--|---|--|---|--|
| Monnaie étrangère | Augmentation (diminution) du résultat net ¹ | Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2} | Diminution du résultat net ¹ | Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2} | Diminution du résultat net ¹ | Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2} |
| Dollar américain | (13) | 1 | (8) | 1 | (18) | 2 |
| Dollar australien | 1 | – | (4) | – | (6) | – |
| Total | (12) | 1 | (12) | 1 | (24) | 2 |

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

II. **Risque de crédit**

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2021 :

| | Note de qualité investissement (en pourcentage) | Note de qualité inférieure (en pourcentage) | Total (en pourcentage) | Montant total |
|--|--|--|---------------------------|---------------|
| Créances clients et autres débiteurs ^{1,2} | 89 | 11 | 100 | 651 |
| Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement | 100 | — | 100 | 185 |
| Actifs de gestion du risque ¹ | 86 | 14 | 100 | 707 |
| Total | | | | 1 543 |

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 à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

Une analyse de dépréciation est réalisée à chaque date de clôture à l'aide d'une matrice pour calculer les pertes de crédit attendues. Les taux de dotation sont fondés sur les taux de défaillance historiques de créances clients des segments ainsi que sur les cotes de crédit prospectives et les taux de défaillance prévus. En plus du calcul des pertes de crédit attendues, TransAlta surveille l'information prospective clé qui pourrait indiquer que les pourcentages de créances douteuses historiques, les cotes de crédit prospectives attribuées par S&P et les taux de défaillance prévus ne représentent plus les pertes de crédit futures attendues. Le calcul reflète le montant fondé sur des pondérations probabilistes, la valeur temps de l'argent et les informations raisonnables et justifiables disponibles à la date de clôture sur des événements passés, des circonstances actuelles et des prévisions de la conjoncture économique à venir. TransAlta considère que la concentration du risque relativement aux créances clients est faible étant donné que ses clients sont établis dans différents territoires et exercent leurs activités dans plusieurs secteurs. Au 31 décembre 2021, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2021, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 37 millions de dollars au 31 décembre 2021 (22 millions de dollars en 2020).

Dans le contexte économique actuel attribuable à la pandémie de COVID-19, TransAlta a mis en œuvre les mesures supplémentaires suivantes afin de surveiller les changements dans la capacité de ses contreparties à s'acquitter de leurs obligations :

- Surveillance quotidienne des événements ayant une incidence sur la solvabilité d'une contrepartie et l'abaissement de la note de crédit d'une contrepartie
- Contrôle et suivi hebdomadaires, s'il y a lieu, des créances clients
- Examen et surveillance des principaux fournisseurs, contreparties et clients (p. ex., acheteurs)

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.

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 31 décembre 2021, une agence de notation a maintenu la note de qualité investissement accordée à TransAlta et deux agences de notation lui ont donné une note de qualité inférieure. Entre 2022 et 2024, un montant d'environ 1 milliard de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, dont un montant d'environ 515 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours et au classement de l'obligation de Kent Hills Wind LP dans la tranche courante de la dette.

Des garanties sont fournies selon les modalités négociées avec les contreparties, modalités qui peuvent faire référence à la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences de notation. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

TransAlta gère le risque de liquidité en surveillant la liquidité des positions de négociation, 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 fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil, et en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles. La Société n'a pas recours à des instruments dérivés ou à la comptabilité de couverture pour gérer le risque de liquidité.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 et par la suite | Total |
|--|--------------|------------|------------|------------|------------|-------------------------|--------------|
| Dettes fournisseurs et charges à payer | 689 | — | — | — | — | — | 689 |
| Dettes à long terme ¹ | | | | | | | |
| Débentures | — | — | — | — | — | 251 | 251 |
| Billets de premier rang | 511 | — | — | — | — | 383 | 894 |
| Dettes sans recours — Hydroélectricité | — | 45 | — | — | — | — | 45 |
| Dettes sans recours — Énergie éolienne et énergie solaire | 263 | 49 | 52 | 54 | 51 | 283 | 752 |
| Dettes sans recours — Gaz | 44 | 45 | 47 | 59 | 61 | 855 | 1 111 |
| Financement donnant droit à des avantages fiscaux | 15 | 15 | 14 | 14 | 15 | 68 | 141 |
| Divers | 3 | 1 | — | — | — | — | 4 |
| Titres échangeables ² | — | — | — | 750 | — | — | 750 |
| (Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base | (45) | (35) | (117) | (95) | 1 | (2) | (293) |
| Autres (actifs) passifs de gestion du risque | (2) | (3) | (3) | 1 | — | (1) | (8) |
| Obligations locatives ³ | (6) | 4 | 3 | 3 | 3 | 93 | 100 |
| Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴ | 149 | 120 | 115 | 109 | 104 | 787 | 1 384 |
| Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4} | 53 | 53 | 62 | — | — | — | 168 |
| Dividendes à verser | 62 | — | — | — | — | — | 62 |
| Total | 1 736 | 294 | 173 | 895 | 235 | 2 717 | 6 050 |

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

2) Supposent que les titres échangeables seront échangés le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

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

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

IV. Risque lié au prix des capitaux propres

a. Swaps sur rendement total

La Société a des programmes de rémunération, d'unités d'actions différées et d'unités d'actions restreintes dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la Société. La Société a fixé une partie du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la Société à la fin de chaque trimestre.

D. Instruments de couverture – incertitude des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente les modalités des instruments de couverture dérivés et leur incidence sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs :

| | Échéance | | | | | 2027 et par la suite |
|--|----------|-------|-------|-------|------|-------------------------|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | |
| Couvertures de flux de trésorerie | | | | | | |
| <i>Contrats de change à terme</i> | | | | | | |
| Notionnel (en millions de dollars) | | | | | | |
| \$ CA / \$ US | 8 | — | — | — | — | — |
| \$ AU / \$ US | 14 | — | — | — | — | — |
| Taux de change moyen | | | | | | |
| \$ CA / \$ US | 0,7893 | — | — | — | — | — |
| \$ AU / \$ US | 0,7352 | — | — | — | — | — |
| <i>Instruments de couverture au titre des produits de base</i> | | | | | | |
| <i>Électricité</i> | | | | | | |
| Notionnel (en milliers de MWh) | 3 329 | 3 329 | 3 338 | 2 628 | — | — |
| Prix moyen (\$ par MWh) | 71,95 | 73,76 | 75,6 | 77,49 | — | — |

E. Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et le rendement financier

I. Incidence des couvertures

L'incidence des instruments de couverture sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Au 31 décembre 2021

| | Notionnel | Valeur comptable | Poste dans l'état de la situation financière | Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité |
|--|-----------|---------------------|--|---|
| Risque lié au prix des produits de base | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Ventes d'énergie livrée | 13 MMWh | 285 | Actifs de gestion du risque | (181) |
| Risque de taux d'intérêt | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Swap de taux d'intérêt | 300 \$ US | 3 | Actifs de gestion du risque | 3 |
| Risque de change | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Dépenses libellées en monnaies étrangères | 8 \$ US | — | Actifs de gestion du risque | — |
| Dépenses libellées en monnaies étrangères | 14 \$ US | — | Actifs de gestion du risque | — |
| <i>Couvertures de l'investissement net</i> | | | | |
| Dette libellée en monnaies étrangères | 370 \$ US | 473 \$ CA | Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives | — |

Au 31 décembre 2020

| | Notionnel | Valeur comptable | Poste dans l'état de la situation financière | Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité |
|--|-----------|------------------|--|---|
| Risque lié au prix des produits de base | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Ventes d'énergie livrée | 16 MMWh | 573 | Actifs de gestion du risque | (33) |
| Risque de taux d'intérêt | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Swap de taux d'intérêt | 150 \$ US | (3) | Passifs de gestion du risque | 3 |
| Swap de taux d'intérêt | 75 \$ CA | (4) | Passifs de gestion du risque | 4 |
| Risque de change | | | | |
| <i>Couvertures de l'investissement net</i> | | | | |
| Dette libellée en monnaies étrangères | 370 \$ US | 472 \$ CA | Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives | 11 |

L'incidence des éléments couverts sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | | 2020 | |
|---|---|---|---|---|
| | Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité | Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹ | Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité | Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹ |
| Risque lié au prix des produits de base | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Ventes d'énergie prévues – Centralia | (181) | 226 | (33) | 417 |
| Risque de taux d'intérêt | | | | |
| <i>Couvertures de flux de trésorerie</i> | | | | |
| Charge d'intérêts sur la dette à long terme | 3 | 2 | 7 | 19 |
| | Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité | Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹ | Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité | Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹ |
| Risque de change | | | | |
| <i>Couvertures de l'investissement net</i> | | | | |
| Investissements nets dans des filiales à l'étranger | – | (35) | 11 | (21) |

1) Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat global.

La perte de couverture, avant impôts, comptabilisée dans les autres éléments du résultat global correspond à la variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture de l'investissement net. Aucune inefficacité n'a été comptabilisée dans le résultat net.

L'incidence des éléments couverts désignés dans des relations de couverture sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | | | | | |
|---|--|--|--|--|---|
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | Partie efficace | | | Partie inefficace | |
| | Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global | Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global | (Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global | Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global | (Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats |
| Contrats sur les produits de base | (268) | Produits des activités ordinaires | (13) | Produits des activités ordinaires | — |
| Contrats de change à terme sur les couvertures de projets | — | Immobilisations corporelles | 1 | (Profit) perte de change | — |
| Swaps de taux d'intérêt différés | 13 | Charge d'intérêts | 4 | Charge d'intérêts | — |
| Incidence sur les autres éléments du résultat global | (255) | Incidence sur les autres éléments du résultat global | (8) | Incidence sur le résultat net | — |

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime qu'un profit après impôts d'environ 25 millions de dollars sera reclassé du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | | | | | |
|---|--|--|--|--|---|
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | Partie efficace | | | Partie inefficace | |
| | Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global | Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global | (Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global | Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global | (Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats |
| Contrats sur les produits de base | 41 | Produits des activités ordinaires | (137) | Produits des activités ordinaires | — |
| Contrats de change à terme sur les couvertures de projets | (1) | Immobilisations corporelles | — | (Profit) perte de change | — |
| Swaps de taux d'intérêt différés | (12) | Charge d'intérêts | (4) | Charge d'intérêts | — |
| Incidence sur les autres éléments du résultat global | 28 | Incidence sur les autres éléments du résultat global | (141) | Incidence sur le résultat net | — |

Exercice clos le 31 décembre 2019

| | Partie efficace | | | Partie inefficace | |
|---|--|--|--|--|---|
| | Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global | Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global | (Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global | Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global | (Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats |
| Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie | | | | | |
| Contrats sur les produits de base | 77 | Produits des activités ordinaires | (59) | Produits des activités ordinaires | — |
| Swaps de taux d'intérêt différés | — | Charge d'intérêts | 6 | Charge d'intérêts | — |
| Incidence sur les autres éléments du résultat global | 77 | Incidence sur les autres éléments du résultat global | (53) | Incidence sur le résultat net | — |

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a comptabilisé un profit latent net de 97 millions de dollars (profit de 43 millions de dollars en 2020 et profit de 33 millions de dollars en 2019) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, un profit de 6 millions de dollars (profit de 11 millions de dollars en 2020 et profit de 24 millions de dollars en 2019) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend respectivement des profits latents nets de 4 millions de dollars (perte de 2 millions de dollars en 2020 et profit de 6 millions de dollars en 2019) et des profits réalisés nets de 2 millions de dollars (profits de 13 millions de dollars en 2020 et profits de 18 millions de dollars en 2019).

F. Garanties**I. Actifs financiers donnés en garantie**

Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni 55 millions de dollars (49 millions de dollars en 2020) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients des états de la situation financière consolidés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2021, la Société détenait un montant de 18 millions de dollars (néant en 2020) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le principal lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est comptabilisée dans les dettes fournisseurs des états de la situation financière consolidés.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences de notation. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni une garantie de 356 millions de dollars (163 millions de dollars en 2020) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 120 millions de dollars à ses contreparties (85 millions de dollars en 2020).

17. Stocks

Les composantes des stocks sont présentées dans le tableau qui suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|------------|------------|
| Pièces et matériaux | 82 | 107 |
| Charbon | 27 | 83 |
| Frais de découverte différés | — | 8 |
| Gaz naturel | 3 | 2 |
| Crédits d'émission achetés ¹ | 55 | 38 |
| Total | 167 | 238 |

¹ Les crédits d'émission achetés ont augmenté en raison des crédits d'échange et de conformité achetés, y compris ceux visant à assurer la conformité avec le programme Technology Innovation and Emissions Reduction en Alberta.

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

Les coûts de conformité liés au carbone sont des coûts réglementés engagés par l'entreprise en raison des émissions de gaz à effet de serre («GES») générées par nos centrales en exploitation. L'exposition de TransAlta aux coûts de conformité liés au carbone est atténuée par l'utilisation de crédits d'émission admissibles générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité de la Société, ainsi que par l'achat de crédits d'émission sur le marché à des prix inférieurs au prix de conformité réglementé lié au carbone. Les crédits d'émission générés par nos activités en Alberta ne sont pas inscrits dans nos registres comptables, mais ils devraient être utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos centrales au gaz situées au Canada lorsque le prix de conformité lié au carbone augmentera, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone. Au 31 décembre 2021, la Société était en possession de 2 033 752 crédits d'émission achetés (1 434 761 en 2020) comptabilisés à un montant de 55 millions de dollars (38 millions de dollars en 2020) et disposait d'environ 1 922 973 (1 211 230 en 2020) crédits d'émission non comptabilisés.

La variation des stocks se présente comme suit :

| | 2021 | 2020 |
|--|------------|------------|
| Solde aux 1 ^{er} janvier | 238 | 251 |
| Ajouts nets (utilisation nette) | 22 | 26 |
| Réductions de valeur du charbon | (65) | (37) |
| Réductions de valeur de pièces et de matériaux | (28) | — |
| Variation des taux de change | — | (2) |
| Solde aux 31 décembre | 167 | 238 |

À la suite de la décision prise en 2020 d'ajuster la durée d'utilité des actifs de la mine de Highvale pour la rendre conforme aux plans de conversion au gaz de la Société, le coût standard du charbon a augmenté en 2021 et en 2020 en raison de l'augmentation de l'amortissement et de la baisse de la consommation de charbon. Au cours de la même période, comme la Société ne s'attendait pas à pouvoir recouvrer le coût du charbon compte tenu des prix de l'électricité, elle a comptabilisé une réduction de valeur de 65 millions de dollars (37 millions de dollars en 2020) sur ses stocks de charbon produits en interne pour les ramener à leur valeur nette de réalisation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, dont une tranche de 48 millions de dollars se rapporte à l'augmentation de l'amortissement découlant de la fermeture accélérée de la mine.

En outre, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 28 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. En raison de la fermeture accélérée de la mine de Highvale et de l'achèvement de la conversion au gaz naturel en 2021, il a été établi qu'une partie des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon ne serait pas utilisée dans les activités de nos centrales converties au gaz naturel et, par conséquent, leur valeur a été ajustée à la baisse à leur valeur nette de réalisation prévue à la fin de 2021.

18. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

| | Terrains | Production d'énergie renouvelable | Production d'énergie au gaz ¹ | Transition énergétique ¹ | Actifs en construction | Pièces de rechange amortissables et autres ² | Total |
|--|----------|-----------------------------------|--|-------------------------------------|------------------------|---|--------|
| Coût | | | | | | | |
| Au 31 décembre 2019, montants présentés antérieurement | 91 | 3 574 | 1 671 | 7 342 | 228 | 489 | 13 395 |
| Ajustements liés à la nouvelle sectorisation | — | — | 2 402 | (2 402) | — | — | — |
| Au 31 décembre 2019, montants ajustés | 91 | 3 574 | 4 073 | 4 940 | 228 | 489 | 13 395 |
| Ajouts | — | — | — | — | 478 | 8 | 486 |
| Acquisitions (note 4) | — | — | 1 | — | — | — | 1 |
| Cessions | (2) | — | — | (1) | — | (2) | (5) |
| Dépréciation (note 7) | (9) | (2) | — | (69) | — | (1) | (81) |
| Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23) | — | 8 | 1 | 85 | — | — | 94 |
| Mise hors service d'actifs | — | (7) | (47) | (3) | — | (1) | (58) |
| Variation des taux de change | (1) | (14) | 45 | (39) | — | 6 | (3) |
| Transferts | 17 | 33 | (138) | (12) | (211) | (120) | (431) |
| Au 31 décembre 2020, montants ajustés | 96 | 3 592 | 3 935 | 4 901 | 495 | 379 | 13 398 |
| Ajouts | — | — | — | — | 478 | 2 | 480 |
| Acquisitions (note 4) | — | 146 | — | — | — | — | 146 |
| Cessions | (1) | — | (2) | (74) | (2) | — | (79) |
| Dépréciation (note 7) | — | (15) | (2) | (468) | (91) | (13) | (589) |
| Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23) | — | 129 | 6 | — | — | — | 135 |
| Mise hors service d'actifs | — | (15) | (57) | (49) | — | — | (121) |
| Variation des taux de change | — | 3 | (25) | 2 | — | (6) | (26) |
| Transferts | 1 | 303 | 232 | 201 | (696) | 4 | 45 |
| Au 31 décembre 2021 | 96 | 4 143 | 4 087 | 4 513 | 184 | 366 | 13 389 |
| Amortissement cumulé | | | | | | | |
| Au 31 décembre 2019, montants présentés antérieurement | — | 1 284 | 900 | 4 836 | — | 168 | 7 188 |
| Ajustements liés à la nouvelle sectorisation | — | — | 1 137 | (1 137) | — | — | — |
| Au 31 décembre 2019, montants ajustés | — | 1 284 | 2 037 | 3 699 | — | 168 | 7 188 |
| Amortissement | — | 141 | 258 | 304 | — | 14 | 717 |
| Mise hors service d'actifs | — | (5) | (43) | (3) | — | — | (51) |
| Cessions | — | — | — | (1) | — | (1) | (2) |
| Variation des taux de change | — | (4) | 18 | (37) | — | 2 | (21) |
| Transferts | — | — | (212) | (29) | — | (14) | (255) |
| Au 31 décembre 2020, montants ajustés | — | 1 416 | 2 058 | 3 933 | — | 169 | 7 576 |
| Amortissement | — | 154 | 184 | 264 | — | 12 | 614 |
| Mise hors service d'actifs | — | (9) | (55) | (48) | — | — | (112) |
| Cessions | — | — | (1) | (72) | — | — | (73) |
| Variation des taux de change | — | — | (8) | 2 | — | (1) | (7) |
| Transferts | — | — | — | 71 | — | — | 71 |
| Au 31 décembre 2021 | — | 1 561 | 2 178 | 4 150 | — | 180 | 8 069 |
| Valeur comptable | | | | | | | |
| Au 31 décembre 2019, montants ajustés | 91 | 2 290 | 2 036 | 1 241 | 228 | 321 | 6 207 |
| Au 31 décembre 2020, montants ajustés | 96 | 2 176 | 1 877 | 968 | 495 | 210 | 5 822 |
| Au 31 décembre 2021 | 96 | 2 582 | 1 909 | 363 | 184 | 186 | 5 320 |

1) Les catégories Production d'énergie au gaz et Transition énergétique comprennent les catégories Production d'énergie au charbon et Biens et matériel miniers présentées auparavant.

2) Comprendent les pièces de rechange importantes et les pièces de sécurité disponibles, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés.

A. Production d'énergie renouvelable

En 2021, la Société a acquis les parcs solaires en Caroline du Nord (se reporter à la note 4 pour plus de détails).

Au troisième trimestre de 2021, une tour s'est effondrée à l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 2 millions de dollars. À la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales des défaillances, la Société a annoncé, le 11 janvier 2022, que les fondations des 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills devaient être entièrement remplacées. Étant donné que les éoliennes ne seront pas remises en service avant le remplacement des fondations, les fondations ont été radiées, ce qui a donné lieu à une augmentation de l'amortissement de 12 millions de dollars.

Les transferts des actifs en construction en 2021 sont liés au parc éolien Windrise (255 millions de dollars) et au projet de réfection du parc éolien de Kent Hills (7 millions de dollars), le solde étant lié à d'autres centrales éoliennes et hydroélectriques. En 2020, les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles étaient liés au projet WindCharger et aux travaux d'entretien d'envergure planifiés.

B. Production d'énergie au gaz

En 2021, la Société a achevé la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance, qui sont passées du charbon thermique au gaz naturel. Les transferts des actifs en construction de 200 millions de dollars sont liés aux conversions prévues du charbon au gaz, le solde étant lié aux centrales alimentées au gaz en Australie et aux États-Unis.

En 2019, la vente de l'unité 3 de Genesee a donné lieu à un profit de 77 millions de dollars, qui a été comptabilisé au poste Profit à la vente d'actifs et autres dans le compte de résultat au cours du quatrième trimestre.

Les transferts hors des immobilisations corporelles en 2020 étaient principalement liés au retrait des actifs de Southern Cross des immobilisations corporelles pour les transférer aux créances au titre des contrats de location-financement et au reclassement du gazoduc Pioneer et du matériel minier dans les actifs détenus en vue de la vente. En 2020, les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles étaient liés à la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance.

C. Production d'énergie du secteur Transition énergétique

L'unité 1 de la centrale de Keephills, l'unité 5 de la centrale de Sundance et l'unité 3 de la centrale de Sundance ont été mises hors service respectivement le 31 décembre 2021, le 1^{er} novembre 2021 et le 31 juillet 2020. L'unité 4 de la centrale de Sundance sera mise hors service le 1^{er} avril 2022. En 2021, la Société a vendu du matériel lié à la production au charbon, ce qui a donné lieu à un profit à la vente de 23 millions de dollars. L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020, conformément à ce qui était prévu initialement.

Les transferts des actifs en construction en 2021 se rapportent principalement à l'unité 1 de la centrale de Keephills (20 millions de dollars), à l'unité 5 de la centrale de Sundance (78 millions de dollars), et aux biens et matériel miniers liés à SunHills et à Centralia (100 millions de dollars). La Société a transféré certains actifs de production du secteur Transition énergétique dans les actifs détenus en vue de la vente à la suite de l'évaluation faite en vertu de l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. Dans le cadre de cette évaluation, aucune imputation pour dépréciation n'a été comptabilisée à l'égard de la valeur comptable de 25 millions de dollars. En 2020, les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles étaient liés à l'achat du terrain de Centralia.

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale avant la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour la rendre conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 15 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au deuxième semestre de 2020.

D. Actifs en construction

Les premières activités de construction du projet de parc éolien Garden Plain ont commencé au troisième trimestre de 2021. De plus, la Société a entamé la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2021. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné du nord existant de Southern Cross Energy de 169 MW, en Australie-Occidentale. Une fois la construction terminée, les projets seront transférés dans les créances au titre des contrats de location-financement.

Pour 2021, les ajouts comprennent 96 millions de dollars (156 millions de dollars en 2020) pour le projet de parc éolien Windrise, 32 millions de dollars (néant en 2020) pour les projets de parcs éoliens White Rock, 38 millions de dollars (néant en 2020) pour le projet de parc éolien Garden Plain, 14 millions de dollars (31 millions de dollars en 2020) pour la centrale de cogénération de Kaybob, 91 millions de dollars (93 millions de dollars en 2020) pour les conversions du charbon au gaz et des dépenses d'entretien d'envergure planifié. Pour 2020, les ajouts comprenaient 6 millions de dollars pour le projet de stockage à batteries WindCharger et 17 millions de dollars pour le terrain de la mine de Centralia.

Les transferts dans les actifs détenus en vue de la vente comprennent un montant de 25 millions de dollars lié à la valeur de récupération du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance.

En 2021, la Société a incorporé des intérêts de 14 millions de dollars (8 millions de dollars en 2020) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,0 % (6,0 % en 2020).

19. Actifs au titre de droits d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types de matériel. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes. Ils sont négociés individuellement et comportent un large éventail de modalités. Les contrats de location n'imposent pas de restrictions, mais les actifs loués ne peuvent pas être utilisés comme garantie à des fins d'emprunt.

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation est présenté ci-dessous :

| | Terrains | Bâtiments | Véhicules | Matériel | Gazoduc | Total |
|---------------------------|----------|-----------|-----------|----------|---------|-------|
| Au 31 décembre 2019 | 58 | 16 | 2 | 25 | 45 | 146 |
| Ajouts | 3 | 13 | — | — | — | 16 |
| Amortissement | (3) | (5) | (1) | (9) | (3) | (21) |
| Au 31 décembre 2020 | 58 | 24 | 1 | 16 | 42 | 141 |
| Ajouts | — | 1 | — | — | — | 1 |
| Acquisitions (note 4) | 13 | — | — | — | — | 13 |
| Amortissement | (3) | (5) | — | (2) | (1) | (11) |
| Cession d'actifs (note 4) | — | — | — | — | (41) | (41) |
| Transferts | — | — | — | (8) | — | (8) |
| Au 31 décembre 2021 | 68 | 20 | 1 | 6 | — | 95 |

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO. Dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation de 41 millions de dollars et de l'obligation locative de 43 millions de dollars se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, TransAlta a payé un montant de 15 millions de dollars (33 millions de dollars en 2020) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 7 millions de dollars (8 millions de dollars en 2020) en intérêts et 8 millions de dollars (25 millions de dollars en 2020) en remboursements du principal.

La Société n'est pas tenue de comptabiliser à titre d'obligations locatives et d'actifs au titre de droits d'utilisation les contrats de location à court terme (dont la durée est de moins de 12 mois) et les contrats de location dont le montant total des paiements de loyers est inférieur à son seuil de capitalisation.

Certains des contrats de location de terrains de la Société respectant la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés puisqu'ils prévoient des paiements variables fondés sur la production ou les produits des activités ordinaires. De plus, certains des contrats de location de terrains prévoient des paiements à effectuer selon le montant le plus élevé entre les paiements minimums fixes ou les paiements variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour ces contrats de location, les obligations locatives ont été comptabilisées selon les paiements minimums fixes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 6 millions de dollars (7 millions de dollars en 2020) au titre de ces contrats de location de terrains. Se reporter aux notes 5, 11, 24 et 36 pour en savoir plus sur les contrats de location.

20. Immobilisations incorporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est présenté ci-dessous :

| | Contrats de vente d'électricité | Logiciels et autres | Immobilisations incorporelles en cours de développement | Droits relatifs aux mines de charbon | Total |
|------------------------------|---------------------------------------|------------------------|--|--|------------|
| Coût | | | | | |
| Au 31 décembre 2019 | 250 | 378 | 11 | 149 | 788 |
| Ajouts | — | — | 14 | — | 14 |
| Acquisition (note 4) | 37 | — | — | — | 37 |
| Cessions | — | (1) | — | — | (1) |
| Variation des taux de change | (2) | — | — | — | (2) |
| Transferts | (16) | 35 | (22) | — | (3) |
| Au 31 décembre 2020 | 269 | 412 | 3 | 149 | 833 |
| Ajouts | — | — | 9 | — | 9 |
| Dépréciation (note 7) | — | — | — | (17) | (17) |
| Variation des taux de change | — | (2) | — | — | (2) |
| Transferts | — | 12 | (8) | — | 4 |
| Au 31 décembre 2021 | 269 | 422 | 4 | 132 | 827 |
| Amortissement cumulé | | | | | |
| Au 31 décembre 2019 | 107 | 246 | — | 117 | 470 |
| Amortissement | 15 | 28 | — | 8 | 51 |
| Cessions | — | (1) | — | — | (1) |
| Transferts | 1 | (1) | — | — | — |
| Au 31 décembre 2020 | 123 | 272 | — | 125 | 520 |
| Amortissement | 17 | 27 | — | 7 | 51 |
| Au 31 décembre 2021 | 140 | 299 | — | 132 | 571 |
| Valeur comptable | | | | | |
| Au 31 décembre 2019 | 143 | 132 | 11 | 32 | 318 |
| Au 31 décembre 2020 | 146 | 140 | 3 | 24 | 313 |
| Au 31 décembre 2021 | 129 | 123 | 4 | — | 256 |

21. Goodwill

Le goodwill acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises a été affecté aux UGT qui devraient profiter des synergies découlant des acquisitions. Le goodwill par secteur se détaille comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|-------------------------------------|------------|------------|
| Hydroélectricité | 258 | 258 |
| Énergie éolienne et énergie solaire | 175 | 175 |
| Commercialisation de l'énergie | 30 | 30 |
| Total du goodwill | 463 | 463 |

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2021, 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 établies d'après les prévisions à long terme de la Société pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2052. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. En 2021, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie déterminée en 2019 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2021. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et du secteur Hydroélectricité sont les suivantes :

- En 2021, des taux d'actualisation variant de 5,0 % à 6,4 % (de 4,8 % à 6,3 % en 2020) ont été utilisés aux fins du test de dépréciation du goodwill du secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- Les prévisions au titre de la production d'électricité de chaque centrale sont établies en tenant compte des contrats de vente d'électricité, de la production passée, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions, et des projets d'entretien et d'expansion des immobilisations.
- Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix de l'électricité utilisés dans ces modèles de 2021 variaient entre 17 \$ et 136 \$ par MWh au cours de la période de prévision (6 \$ à 160 \$ par MWh en 2020).

22. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|--|------------|------------|
| Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance | 65 | 70 |
| Frais de mise en valeur de projets | 29 | 25 |
| Charges payées d'avance à long terme et autres actifs | 48 | 59 |
| Prêt à recevoir | 55 | 52 |
| Total des autres actifs | 197 | 206 |
| Compris dans les états de la situation financière consolidés : | | |
| Total des autres actifs courants (note 14) | 55 | — |
| Total des autres actifs non courants | 142 | 206 |
| Total des autres actifs | 197 | 206 |

Les coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité du CAÉ de la centrale de South Hedland.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts des projets de parc éolien aux États-Unis et des projets de mise en valeur en Australie. Certains coûts des projets ont été radiés en 2021 étant donné l'incertitude quant au moment de la mise en œuvre des projets (se reporter à la note 7).

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent : la partie financée des engagements de transport ferroviaire dont il est question à la note 36 C), la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le « projet de loi TransAlta Energy ») dont il est question à la note 36 G) et d'autres charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 55 millions de dollars (52 millions de dollars en 2020) consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le prêt non garanti porte intérêt à 4,55 %, le principal et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance en octobre 2022; il a donc été déplacé dans les actifs courants (note 14).

23. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

La variation des soldes de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-dessous :

| | Démantèlement et remise en état | Autres provisions | Total |
|---|------------------------------------|-------------------|------------|
| Solde au 31 décembre 2019 | 501 | 45 | 546 |
| Passifs contractés | 1 | 34 | 35 |
| Passifs réglés | (18) | (19) | (37) |
| Désactualisation | 30 | — | 30 |
| Acquisition de passifs | 1 | — | 1 |
| Révisions des flux de trésorerie estimés | 61 | 11 | 72 |
| Révisions des taux d'actualisation ¹ | 36 | — | 36 |
| Reprises | — | (6) | (6) |
| Variation des taux de change | (4) | — | (4) |
| Solde au 31 décembre 2020 | 608 | 65 | 673 |
| Passifs contractés | 8 | 22 | 30 |
| Passifs réglés (note 36) | (18) | (62) | (80) |
| Désactualisation | 32 | — | 32 |
| Acquisition de passifs | 2 | — | 2 |
| Révisions des flux de trésorerie estimés | 167 | 12 | 179 |
| Révisions des taux d'actualisation | (6) | — | (6) |
| Reprises | — | (3) | (3) |
| Solde au 31 décembre 2021 | 793 | 34 | 827 |

1) En règle générale, les taux d'actualisation au 31 décembre 2020 sont inférieurs à ceux au 31 décembre 2019 du fait de la baisse des rendements de référence américains et canadiens sans risque sous-jacents et des variations des écarts de crédit découlant de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 0,3 % à 0,9 %.

| | Démantèlement et remise en état | Autres provisions | Total |
|----------------------------------|------------------------------------|-------------------|------------|
| Solde au 31 décembre 2020 | 608 | 65 | 673 |
| Partie courante | 21 | 38 | 59 |
| Partie non courante | 587 | 27 | 614 |
| Solde au 31 décembre 2021 | 793 | 34 | 827 |
| Partie courante | 35 | 13 | 48 |
| Partie non courante | 758 | 21 | 779 |

A. Démantèlement et remise en état

La Société comptabilise une provision pour toutes les centrales et mines à l'égard desquelles TransAlta a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site en état. TransAlta estime à environ 1,6 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2022 et 2072. La grande partie des coûts sera engagée entre 2025 et 2050.

En 2021, la Société a ajusté la provision au titre du démantèlement et de la remise en état des actifs éoliens pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment à l'égard des frais de démantèlement des parcs éoliens. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 120 millions de dollars. Le changement dans l'estimation n'est pas lié à la défaillance de la tour notée au quatrième trimestre de 2021. La Société a également augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'environ 47 millions de dollars pour la centrale de Sundance et les unités de la centrale de Keephills au sein des secteurs Gaz et Transition énergétique afin de tenir compte du changement dans le calendrier des travaux de remise en état prévus découlant de la mise hors service d'actifs et des changements dans la durée d'utilité de certains actifs. Ces changements ont entraîné une augmentation des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2020) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 188 millions de dollars (131 millions de dollars en 2020) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de Highvale.

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la centrale de Sarnia afin de refléter la mise à jour de l'étude technique. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 15 millions de dollars, ce qui a entraîné une diminution des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements de matériel minier. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 75 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

B. Autres provisions

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités d'exploitation continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le calendrier du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société à négocier le meilleur règlement.

Au troisième trimestre de 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale, décision en raison de laquelle les paiements de redevances futurs restants liés à l'extraction du charbon n'ont aucun avantage économique futur. Les paiements exigibles aux termes du contrat de redevances se poursuivront jusqu'en 2023. Au 31 décembre 2021, le solde résiduel de la provision était de 14 millions de dollars.

Pour le quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit avant la fin de 2021. La dernière livraison de charbon a été reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements exigibles aux termes du contrat se poursuivront jusqu'en 2025. Au 31 décembre 2021, le solde résiduel de la provision était de 14 millions de dollars.

24. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

| Aux 31 décembre | | | | 2021 | | | 2020 | | |
|---|-------------------------------------|----------|-------------------|------------------|-----------------|-----------------------------|------------------|-----------------|----------------|
| | Secteur | Échéance | Monnaie | Valeur comptable | Valeur nominale | Taux d'intérêt ¹ | Valeur comptable | Valeur nominale | Taux d'intérêt |
| Facilités de crédit | | | | | | | | | |
| Facilité bancaire consortiale consentie ² | Siège social | 2025 | Dollar canadien | — | — | — % | 114 | 114 | 2,7 % |
| Débetures | | | | | | | | | |
| Billets à moyen terme à 7,3 % | Siège social | 2029 | Dollar canadien | 110 | 110 | 7,3 % | 109 | 110 | 7,3 % |
| Billets à moyen terme à 6,9 % | Siège social | 2030 | Dollar canadien | 141 | 141 | 6,9 % | 140 | 141 | 6,9 % |
| Billets de premier rang³ | | | | | | | | | |
| Billets de premier rang à 6,5 % | Siège social | 2040 | Dollar américain | 378 | 383 | 6,5 % | 380 | 383 | 6,5 % |
| Billets de premier rang à 4,5 % | Siège social | 2022 | Dollar américain | 510 | 511 | 4,5 % | 506 | 511 | 4,5 % |
| Dette sans recours | | | | | | | | | |
| Obligation de Melancthon Wolfe Wind LP | Énergie éolienne et énergie solaire | 2028 | Dollar canadien | 235 | 237 | 3,8 % | 268 | 270 | 3,8 % |
| Obligation de New Richmond Wind LP | Énergie éolienne et énergie solaire | 2032 | Dollar canadien | 120 | 121 | 4,0 % | 127 | 128 | 4,0 % |
| Obligation de Kent Hills Wind LP ⁴ | Énergie éolienne et énergie solaire | 2033 | Dollar canadien | 221 | 221 | 4,5 % | 230 | 233 | 4,5 % |
| Obligation de Windrise Wind LP | Énergie éolienne et énergie solaire | 2041 | Dollar canadien | 171 | 173 | 3,4 % | — | — | — % |
| Obligation de la centrale de Pingston | Hydro-électricité | 2023 | Dollar canadien | 45 | 45 | 3,0 % | 45 | 45 | 3,0 % |
| Obligation de TAPC Holdings LP (Poplar Creek) | Gaz | 2030 | Dollar canadien | 102 | 104 | 4,4 % | 111 | 113 | 4,5 % |
| Obligation de TEC Hedland PTY Ltd ⁵ | Gaz | 2042 | Dollar australien | 732 | 742 | 4,1 % | 772 | 782 | 4,1 % |
| Obligation de TransAlta OCP LP | Gaz | 2030 | Dollar canadien | 263 | 265 | 4,5 % | 284 | 287 | 4,5 % |
| Financement donnant droit à des avantages fiscaux | | | | | | | | | |
| Parcs éoliens Big Level et d'Antrim ⁶ | Énergie éolienne et énergie solaire | 2029 | Dollar américain | 106 | 112 | 6,6 % | 112 | 119 | 6,6 % |
| Parc éolien Lakeswind ⁷ | Énergie éolienne et énergie solaire | 2029 | Dollar américain | 18 | 18 | 10,5 % | 22 | 22 | 10,5 % |
| Parcs solaires en Caroline du Nord ⁸ | Énergie éolienne et énergie solaire | 2028 | Dollar américain | 11 | 11 | 7,3 % | — | — | — |
| Divers | Siège social | 2023 | Dollar canadien | 4 | 4 | 5,9 % | 7 | 6 | 5,9 % |
| Total de la dette à long terme | | | | 3 167 | 3 198 | | 3 227 | 3 264 | |
| Obligations locatives | | | | 100 | | | 134 | | |
| | | | | 3 267 | | | 3 361 | | |
| Moins : partie courante de la dette à long terme | | | | (837) | | | (97) | | |
| Moins : partie courante des obligations locatives | | | | (7) | | | (8) | | |
| Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives | | | | (844) | | | (105) | | |
| Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives | | | | 2 423 | | | 3 256 | | |

1) L'intérêt est calculé avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 700 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (700 millions de dollars américains au 31 décembre 2020).

4) L'obligation de Kent Hills Wind LP est classée dans les passifs courants. Se reporter à la rubrique B «Restrictions relatives à la dette sans recours et à d'autres dettes» pour plus de précisions.

5) Valeur nominale de 800 millions de dollars australiens au 31 décembre 2021 (800 millions de dollars australiens en 2020) relativement au placement de TEC.

6) Valeur nominale de 88 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (94 millions de dollars américains en 2020).

7) Valeur nominale de 14 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (16 millions de dollars américains en 2020).

8) Valeur nominale de 9 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (néant en 2020).

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

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

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

2) Comprend des lettres de crédit émises des facilités de lettre de crédit de TransAlta et de TransAlta Renewables.

La Société dispose de facilités bancaires consortiales consenties totalisant 2 milliards de dollars (2 milliards de dollars en 2020) et de facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars, dont un montant de 1,3 milliard de dollars était disponible au 31 décembre 2021 (1,5 milliard de dollars en 2020), y compris les lettres de crédit non utilisées. Ces facilités constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. Les facilités comprennent une facilité de crédit de 1,3 milliard de dollars ayant été convertie en facilité comportant un emprunt lié au développement durable et dont l'échéance a été prorogée jusqu'au 30 juin 2025. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. En outre, l'échéance des facilités de crédit bilatérales consenties de la Société a également été repoussée au 30 juin 2023. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient selon l'option retenue : le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le LIBOR en dollars américains ou le taux de base aux États-Unis, conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,3 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 947 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie et de 17 millions de dollars (17 millions de dollars en principal) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la rubrique E ci-après).

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

Débetures

Le 25 novembre 2020, la Société a remboursé 400 millions de dollars de ses billets à moyen terme à 5,0 % échéant à cette date.

Billets de premier rang

Un montant de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2020) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger américains.

Dettes sans recours

Le 6 décembre 2021, TransAlta a conclu un placement d'obligations vertes garanties d'environ 173 millions de dollars par voie de placement privé (le «placement»). Le placement est garanti par une charge de premier rang sur tous les actifs de l'émetteur, Windrise Wind LP. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission au taux annuel de 3,41 %, et elles viennent à échéance le 30 septembre 2041. Jusqu'au 31 décembre 2022 inclusivement, seuls des intérêts seront versés sur les obligations, puis des remboursements de principal et des versements d'intérêts seront effectués trimestriellement à compter du 31 mars 2023. TransAlta prévoit utiliser le produit tiré du placement pour financer ou refinancer des projets verts admissibles, notamment des centrales d'énergie renouvelable, et pour financer un compte de réserve pour la construction.

Le 22 octobre 2020, TEC a conclu un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Les billets portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les fonds ont servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit et à financer les possibilités de croissance future au sein de TransAlta Renewables. Le placement de TEC s'est vu accorder une note de BBB par l'agence de notation Kroll Bond.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux

Les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont généralement représentés par les placements en titres de capitaux propres initialement effectués par les investisseurs pour chaque projet (déduction faite des coûts de financement engagés), à l'exception des financements donnant droit à des avantages fiscaux de Lakeswind et des parcs solaires en Caroline du Nord acquis qui ont été initialement comptabilisés à leur juste valeur. Le solde d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux est réduit de la valeur des avantages fiscaux (crédits d'impôt à la production, amortissement fiscal et crédits d'impôt à l'investissement) accordés à l'investisseur et des distributions en espèces qui lui ont été versées pour sa quote-part du résultat net et des flux de trésorerie générés par chaque projet, tandis qu'il est augmenté des intérêts comptabilisés au taux d'intérêt implicite. Les dates d'échéance de chaque financement peuvent être modifiées et sont essentiellement tributaires du moment où l'investisseur du projet atteint le taux de rendement cible convenu. La Société prévoit que les dates d'échéance des financements donnant droit à des avantages fiscaux seront les suivantes : 31 mars 2030 pour Big Level et Antrim, soit 10 ans après la mise en service des projets; 31 mars 2029 pour Lakeswind; et 31 décembre 2028 pour les parcs solaires en Caroline du Nord.

Divers

Les autres dettes sont constituées d'une obligation liée à un emprunt commercial non garanti qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023, exigeant des paiements annuels de principal et d'intérêts.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2021, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette, à l'exception de l'obligation sans recours du parc éolien de Kent Hills, tel qu'il est mentionné ci-après.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours et à d'autres dettes

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP dont la valeur comptable s'élevait à 1,9 milliard de dollars au 31 décembre 2021 (1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2020) sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au quatrième trimestre de 2021, à l'exception de l'obligation sans recours du parc éolien de Kent Hills, tel qu'il est mentionné ci-après. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2022. Au 31 décembre 2021, un montant de 67 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2020) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières. Au 31 décembre 2021, une tranche de 6 millions de dollars de la trésorerie du parc éolien de Kent Hills ne pouvait être distribuée aux autres entités de la Société ou celles-ci étaient dans l'incapacité d'y avoir accès, tel qu'il est mentionné ci-après.

Les autres entités de la Société sont dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 3 millions de dollars (4 millions de dollars australiens) du produit tiré des billets de TEC, 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 recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

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

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2021 (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2020) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2021 (1 milliard de dollars au 31 décembre 2020) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 78 millions de dollars (88 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, une obligation sans recours d'environ 103 millions de dollars (111 millions de dollars au 31 décembre 2020) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP ont une valeur comptable de 263 millions de dollars (285 millions de dollars au 31 décembre 2020) et sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Remboursements de principal

| | 2022 ¹ | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 et par la suite | Total |
|--|-------------------|------|------|------|------|-------------------------|-------|
| Remboursements de principal ² | 836 | 155 | 113 | 127 | 127 | 1 840 | 3 198 |
| Obligations locatives ³ | (6) | 4 | 3 | 3 | 3 | 93 | 100 |

1) Comprend les obligations sans recours de Kent Hills Wind LP. L'obtention des renonciations et des modifications requises prolongerait le délai des remboursements de principal au-delà de 2022.

2) Excluent l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

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

E. Liquidités soumises à restrictions

Au 31 décembre 2021, la Société détenait un montant de néant (9 millions de dollars au 31 décembre 2020) de liquidités soumises à restrictions liées au financement donnant droit à des avantages fiscaux de Big Level détenu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit a été libéré du compte de réserve pour la construction en 2021.

La Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2020) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2022.

La Société détenait également une tranche de 53 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2020) de liquidités soumises à restrictions liées aux billets de TEC, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux conclus avec TEC et aux fins du service de la dette. Les réserves de trésorerie peuvent être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

F. Lettres de crédit

Les lettres de crédit émises par TransAlta sont prélevées de sa facilité de crédit consortiale consentie, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de ses deux facilités de lettre de crédit non consenties de 150 millions de dollars et de 100 millions de dollars. Les lettres de crédit émises par TransAlta Renewables sont prélevées sur sa facilité de lettre de crédit non consentie de 150 millions de dollars.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la Société et certaines de ses filiales. Si la Société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tout montant à payer par la Société ou ses filiales en vertu de ces contrats figure dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 décembre 2021 totalisaient 902 millions de dollars (621 millions de dollars en 2020) et aucun montant (néant en 2020) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

25. Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables, titres qui pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»).

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a également été versée à la réception de la première tranche. Ces coûts de transaction représentant 3% de l'investissement total de 750 millions de dollars ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débetures subordonnées non garanties.

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débetures subordonnées non garanties portant intérêt à 7% échéant le 1^{er} mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur.

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

| Aux | 31 déc. 2021 | | | 31 déc. 2020 | | |
|--|------------------|-----------------|----------------|------------------|-----------------|----------------|
| | Valeur comptable | Valeur nominale | Taux d'intérêt | Valeur comptable | Valeur nominale | Taux d'intérêt |
| Débetures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039 | 335 | 350 | 7 % | 330 | 350 | 7 % |
| Actions privilégiées échangeables ¹ | 400 | 400 | 7 % | 400 | 400 | 7 % |
| Total de la dette à long terme | 735 | 750 | | 730 | 750 | |

1) Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Le 13 décembre 2021, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,764% par action payable le 28 février 2022. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts (note 11).

B. Option d'échange

| Description | 31 déc. 2021 | | 31 déc. 2020 | |
|-------------------------------------|----------------------|---------------|----------------------|---------------|
| | Juste valeur de base | Sensibilité | Juste valeur de base | Sensibilité |
| Option d'échange - dérivé incorporé | — | +néant -32 | — | +néant -33 |

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger, après le 31 décembre 2024, tous les titres échangeables en circulation contre une participation pouvant aller jusqu'à 49 % dans une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible. Par conséquent, l'option d'échange est évaluée en utilisant un modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents, uniquement lorsque ces variations représentent un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, hypothèses qui ont trait principalement à la variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs. 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 % du taux d'actualisation est une variation raisonnablement possible.

La participation maximale que Brookfield peut détenir relativement aux actifs hydroélectriques est de 49 %. Si la participation de Brookfield au moment de la conversion est inférieure à 49 %, Brookfield dispose d'une option non récurrente payable en espèces, pouvant être exercée jusqu'au 31 décembre 2028 et, pourvu que Brookfield détienne au moins 8,5 % des actions ordinaires de TransAlta, lui permettant d'augmenter sa participation jusqu'à 49 %. En vertu de cette option complémentaire, Brookfield pourra acquérir une participation supplémentaire de 10 % dans l'entité détenant les actifs hydroélectriques, à condition que le cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours («CMPV») des actions ordinaires de TransAlta ne soit pas inférieur à 14 \$ l'action avant l'exercice de l'option, et jusqu'à 49 % si le CMPV sur 20 jours des actions ordinaires de TransAlta n'est pas inférieur à 17 \$ l'action. Si la valeur de l'investissement dépassait une participation de 49 %, Brookfield aurait droit à un paiement en espèces égal au solde du prix de rachat.

Selon les modalités de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % avant le 1^{er} mai 2021. Au 31 décembre 2021, Brookfield détenait ou possédait, par l'intermédiaire des membres de son groupe, un total de 35 425 696 actions ordinaires, ou exerçait un contrôle sur celles-ci, ce qui représente environ 13,1 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution. Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil.

26. Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants

Les composantes des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants sont les suivantes :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 |
|---|------------|------------|
| Obligations au titre des prestations définies (note 31) | 228 | 282 |
| Montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme (note 30) | 4 | 4 |
| Divers | 21 | 12 |
| Total | 253 | 298 |

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. En raison de la hausse des taux d'actualisation en 2021, attribuable principalement à la hausse des taux de référence du marché, les obligations au titre des prestations définies ont diminué de 54 millions de dollars pour s'établir à 228 millions de dollars au 31 décembre 2021 (282 millions de dollars au 31 décembre 2020).

27. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

| Aux 31 décembre | 2021 | | 2020 | |
|---|-------------------------------------|---------|-------------------------------------|---------|
| | Actions ordinaires (en millions) | Montant | Actions ordinaires (en millions) | Montant |
| Émises et en circulation au début de l'exercice | 269,8 | 2 896 | 277,0 | 2 978 |
| Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA | — | — | (7,3) | (79) |
| Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions | — | (3) | — | (3) |
| Options d'achat d'action exercées | 1,2 | 8 | 0,1 | — |
| Émises et en circulation à la fin de l'exercice | 271,0 | 2 901 | 269,8 | 2 896 |

B. Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»)

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans le déficit.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de l'exercice :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 |
|--|------|-----------|
| Total des actions rachetées ¹ | — | 7 352 600 |
| Prix de rachat moyen par action | — | 8,33 \$ |
| Coût total | — | 61 |
| Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées | — | 79 |
| Montant comptabilisé dans le déficit | — | 18 |

^{1) Au 31 décembre 2021, comprend néant actions (456 200 en 2020) qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison du délai entre la date de la transaction et la date de règlement.}

2021

Le 25 mai 2021, 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 7,16 % du flottant au 18 mai 2021. 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 2021 et se termine le 30 mai 2022, ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA. Aucune action ordinaire n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente.

2020

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que 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 cette OPRA, la Société était autorisée à acheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % de ses actions ordinaires émises au 25 mai 2020.

C. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été modifié et mis à jour le 26 avril 2019 afin de refléter les pratiques actuelles du marché et de tenir compte des modifications apportées à la réglementation applicable aux offres publiques d'achat. Comme il est exigé, le régime de droits des actionnaires doit être soumis tous les trois ans à l'approbation des actionnaires de la Société. Il a été approuvé la dernière fois le 26 avril 2019 et devra être approuvé lors de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2022. L'objectif premier du régime de droits des actionnaires est d'inciter l'acquéreur éventuel à respecter un certain nombre de critères minimaux dans le but de promouvoir le traitement équitable et égal de tous les porteurs d'actions ordinaires. Lorsqu'un actionnaire acheteur acquiert 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, sauf dans des circonstances précises, notamment au moyen d'une «offre autorisée» ou d'une «offre autorisée concurrente» (au sens attribué à ces termes dans le régime de droits des actionnaires), les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf ceux détenus par l'actionnaire acheteur. Chaque droit émis permettra à son porteur, sauf à l'actionnaire acheteur, d'acheter des actions ordinaires supplémentaires moyennant un escompte important par rapport au cours du marché, exposant ainsi la personne qui acquiert 20 % ou plus des actions à une dilution considérable de ses avoirs.

D. Résultat par action

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------|--------|------|
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | (576) | (336) | 52 |
| Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions) | 271 | 275 | 283 |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué | (2,13) | (1,22) | 0,18 |

E. Dividendes

Le 13 décembre 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2022.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de clôture et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés.

28. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées rachetables de premier rang à taux fixe ou variable et à dividende cumulatif sans droit de vote.

| Aux 31 décembre | 2021 | | 2020 | |
|---|--------------------------------|---------|--------------------------------|---------|
| Série | Nombre d'actions (en millions) | Montant | Nombre d'actions (en millions) | Montant |
| Série A | 9,6 | 235 | 10,2 | 248 |
| Série B | 2,4 | 58 | 1,8 | 45 |
| Série C | 11,0 | 269 | 11,0 | 269 |
| Série E | 9,0 | 219 | 9,0 | 219 |
| Série G | 6,6 | 161 | 6,6 | 161 |
| Émises et en circulation à la fin de l'exercice | 38,6 | 942 | 38,6 | 942 |

I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A

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

II. Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à un taux donné, sur approbation du conseil. Après une période initiale d'environ cinq ans à partir de la date d'émission et tous les cinq ans par la suite («date de rajustement du taux»), le taux fixe est rajusté pour correspondre à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada (le taux d'intérêt fixe «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. À chacune des dates de rajustement du taux :

- les actions privilégiées sont rachetables au gré de la Société, en totalité ou en partie, à 25,00 \$ par action, plus la totalité des dividendes déclarés et non versés au moment du rachat;
- les actions privilégiées sont convertibles au gré du porteur d'une série donnée d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables sans droit de vote qui donne droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil, selon la somme du rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada (le taux variable «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. Les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif sont également rachetables au gré de la Société et reconvertibles en chacune des séries initiales d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif, à chacune des dates de rajustement du taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2021 sont les suivantes :

| Série | Taux au cours de la période | Taux du dividende annuel par action (\$) | Prochaine date de conversion | Écart de taux par rapport au taux de référence (en %) | Convertible en séries |
|-------|-----------------------------|--|------------------------------|---|-----------------------|
| A | Taux fixe | 0,71924 | 31 mars 2026 | 2,03 | B |
| B | Taux variable | 0,53866 | 31 mars 2026 | 2,03 | A |
| C | Taux fixe | 1,00676 | 30 juin 2022 | 3,10 | D |
| D | Taux variable | — | — | 3,10 | C |
| E | Taux fixe | 1,29852 | 30 sept. 2022 | 3,65 | F |
| F | Taux variable | — | — | 3,65 | E |
| G | Taux fixe | 1,24700 | 30 sept. 2024 | 3,80 | H |
| H | Taux variable | — | — | 3,80 | G |

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2021 et 2020 :

| Série | Total des dividendes déclarés | |
|------------------------------|-------------------------------|-----------|
| | 2021 ¹ | 2020 |
| A | 7 | 9 |
| B ² | 1 | 1 |
| C | 11 | 14 |
| E | 12 | 15 |
| G | 8 | 10 |
| Total pour l'exercice | 39 | 49 |

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

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

Le 13 décembre 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2022, de 0,1798 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,1331 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,2517 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,3246 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,3118 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

29. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

| | 2021 | 2020 |
|---|-------------|-------------|
| Ajustement au titre de l'écart de conversion | | |
| Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier | (21) | (21) |
| Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts | (14) | (11) |
| Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts | – | 11 |
| Solde aux 31 décembre | (35) | (21) |
| Couvertures de flux de trésorerie | | |
| Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier | 436 | 527 |
| Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, compte tenu du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ¹ | (208) | (91) |
| Solde aux 31 décembre | 228 | 436 |
| Avantages du personnel | | |
| Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier | (66) | (55) |
| Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ² | 37 | (11) |
| Solde aux 31 décembre | (29) | (66) |
| Divers | | |
| Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier | (47) | 3 |
| Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global | 29 | (50) |
| Solde aux 31 décembre | (18) | (47) |
| Cumul des autres éléments du résultat global | 146 | 302 |

1) Déduction faite des impôts sur le résultat de 57 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (23 millions de dollars en 2020).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (3 millions de dollars en 2020).

30. Régimes de paiements fondés sur des actions

La Société a établi les régimes de paiements fondés sur des actions suivants :

A. Régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles

Les attributions aux termes du régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles peuvent être faites une fois l'an, mais elles sont mesurées et évaluées sur une période de trois ans. Les attributions sont déterminées en tant que pourcentage du salaire de base du participant et sont converties en unités d'actions axées sur la performance ou en unités d'actions incessibles en fonction du cours de l'action ordinaire de la Société au moment de l'attribution. Les droits rattachés aux unités d'actions axées sur la performance s'acquiescent sur une période de trois ans à l'atteinte de deux ou trois cibles de performance, lesquelles sont établies au moment de chaque attribution. Les unités d'actions incessibles sont assujetties à une exigence d'acquisition en bloc des droits qui s'y rattachent après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et les unités d'actions incessibles sont directement liées au cours de l'action de la Société sur une période de trois ans et donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2021 s'est élevée à 14 millions de dollars (15 millions de dollars en 2020 et 19 millions de dollars en 2019), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

B. Régime d'unités d'actions différées

Le régime d'unités d'actions différées permet aux membres du conseil et aux dirigeants d'acheter à leur discrétion des unités d'actions différées en contrepartie de certaines composantes de leurs honoraires ou de leur salaire. Une unité d'action différée est une action fictive de même valeur qu'une action ordinaire de la Société, et sa valeur varie comme celle des actions ordinaires de la Société sur le marché. Les unités d'actions différées donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Les unités d'actions différées sont rachetables au comptant, mais elles ne peuvent être rachetées avant la cessation d'emploi ou le départ à la retraite de l'administrateur ou du dirigeant.

La Société comptabilise un passif et une charge au titre de l'appréciation de la valeur des actions ordinaires en sus du prix d'achat des unités d'actions différées et des équivalents de dividendes gagnés. La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions différées a été de 3 millions de dollars en 2021 (1 million de dollars en 2020 et 2 millions de dollars en 2019).

C. Régimes d'options sur actions

Le 4 mai 2021, la Société a approuvé les modifications du régime d'options sur actions visant à réduire le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre de ce programme. Les modifications font passer le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission à 14,5 millions d'actions ordinaires au 31 mars 2021 (16,5 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2020). La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 14,5 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la TSX à la date d'attribution. Le régime prévoit des attributions d'options aux employés à temps plein, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

En 2021, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 9,86 \$. Les droits aux actions visées par des options s'acquièrent après trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (0,7 million d'options sur actions à 9,17 \$ en 2020 et 1,4 million d'options sur actions à 5,65 \$ en 2019). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2021 s'est chiffrée à environ 2 millions de dollars (environ 2 millions de dollars en 2020 et environ 1 million de dollars en 2019).

Le tableau ci-après présente le total des options en cours et des options pouvant être exercées aux termes de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2021 :

| Fourchette des prix d'exercice ¹ (\$ par action) | Options en cours | | |
|--|-----------------------------------|--|--|
| | Nombre d'options (en millions) | Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années) | Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action) |
| 5,00 – 9,00 | 3,2 | 4,2 | 7,54 |

1) Options pouvant actuellement être exercées au 31 décembre 2021.

31. Avantages futurs du personnel

A. Description

La Société offre, au Canada et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux employés admissibles dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. À l'exception du régime de retraite de Highvale acquis en 2013, les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Il a été mis fin au régime complémentaire de retraite le 31 décembre 2015 et, le 1^{er} janvier 2016, un nouveau régime complémentaire de retraite à cotisations définies a été institué à l'intention des membres de la direction. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime complémentaire.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite aux États-Unis a été effectuée au 1^{er} janvier 2021. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale et du régime de retraite au Canada a été effectuée au 31 décembre 2019. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies est le 31 décembre 2021.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme à la réglementation applicable, laquelle requiert des évaluations actuarielles des caisses de retraite au moins une fois tous les trois ans au Canada, ou plus, selon la situation de capitalisation, et chaque année aux États-Unis. Le régime complémentaire de retraite est entièrement à la charge de la Société. Celle-ci n'est pas tenue de le capitaliser, mais doit verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont dues. En mars 2021, la Société a émis une lettre de crédit de 97 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

La Société offre des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire jusqu'à l'âge de 65 ans pour les employés invalides et les participants retraités grâce à ses régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les dernières évaluations actuarielles à des fins comptables de ces régimes au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2019 et au 1^{er} janvier 2021. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes est le 31 décembre 2021.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont un régime de retraite gouvernemental en Australie et un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis, qui prévoient des cotisations de la part de la Société de l'ordre de 5 % à 10 %, selon le régime. Les cotisations optionnelles des salariés sont permises dans tous les régimes à cotisations définies.

B. Coûts comptabilisés

Les coûts comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice pour les régimes de retraite à prestations définies, les régimes de retraite à cotisations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|--|----------------|-------------------------|----------|-----------|
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 3 | 2 | 1 | 6 |
| Frais d'administration | 1 | — | — | 1 |
| Coût financier des obligations au titre des prestations définies | 12 | 2 | — | 14 |
| Intérêts sur les actifs des régimes | (8) | — | — | (8) |
| Profit découlant des réductions et des modifications | (7) | — | — | (7) |
| Charge au titre de la composante à prestations définies | 1 | 4 | 1 | 6 |
| Charge au titre de la composante à cotisations définies | 8 | — | — | 8 |
| Charge nette | 9 | 4 | 1 | 14 |

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|--|----------------|-------------------------|----------|-----------|
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 5 | 2 | 1 | 8 |
| Frais d'administration | 1 | — | — | 1 |
| Coût financier des obligations au titre des prestations définies | 16 | 3 | 1 | 20 |
| Intérêts sur les actifs des régimes | (11) | (1) | — | (12) |
| Profit découlant des réductions et des modifications | (2) | — | — | (2) |
| Charge au titre de la composante à prestations définies | 9 | 4 | 2 | 15 |
| Charge au titre de la composante à cotisations définies | 9 | — | — | 9 |
| Charge nette | 18 | 4 | 2 | 24 |

| Exercice clos le 31 décembre 2019 | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|--|----------------|-------------------------|----------|-----------|
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 7 | 2 | 1 | 10 |
| Frais d'administration | 2 | — | — | 2 |
| Coût financier des obligations au titre des prestations définies | 19 | 3 | 1 | 23 |
| Intérêts sur les actifs des régimes | (12) | (1) | — | (13) |
| Profit découlant des réductions et des modifications | (3) | — | — | (3) |
| Charge au titre de la composante à prestations définies | 13 | 4 | 2 | 19 |
| Charge au titre de la composante à cotisations définies | 9 | — | — | 9 |
| Charge nette | 22 | 4 | 2 | 28 |

C. Situation des régimes

La situation des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|---|----------------|-------------------------|-------------|--------------|
| Juste valeur des actifs des régimes | 339 | 14 | – | 353 |
| Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies | (469) | (101) | (23) | (593) |
| Situation de capitalisation – déficit | (130) | (87) | (23) | (240) |
| Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés : | | | | |
| Charges à payer courantes | (4) | (6) | (2) | (12) |
| Autres passifs non courants | (126) | (81) | (21) | (228) |
| Total des montants comptabilisés | (130) | (87) | (23) | (240) |

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|---|----------------|-------------------------|-------------|--------------|
| Juste valeur des actifs des régimes | 367 | 14 | – | 381 |
| Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies | (542) | (109) | (24) | (675) |
| Situation de capitalisation – déficit | (175) | (95) | (24) | (294) |
| Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés : | | | | |
| Charges à payer courantes | (5) | (5) | (2) | (12) |
| Autres passifs non courants | (170) | (90) | (22) | (282) |
| Total des montants comptabilisés | (175) | (95) | (24) | (294) |

D. Actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

| | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|---|----------------|-------------------------|----------|------------|
| Au 31 décembre 2019 | 373 | 13 | – | 386 |
| Intérêts sur les actifs des régimes | 11 | 1 | – | 12 |
| Rendement net des actifs des régimes | 25 | (1) | – | 24 |
| Cotisations | 6 | 6 | 1 | 13 |
| Prestations versées | (45) | (5) | (1) | (51) |
| Frais d'administration | (1) | – | – | (1) |
| Effet de la conversion sur les régimes américains | (2) | – | – | (2) |
| Au 31 décembre 2020 | 367 | 14 | – | 381 |
| Intérêts sur les actifs des régimes | 8 | – | – | 8 |
| Rendement net des actifs des régimes | 14 | (1) | – | 13 |
| Cotisations | 5 | 6 | 1 | 12 |
| Prestations versées | (54) | (5) | (1) | (60) |
| Frais d'administration | (1) | – | – | (1) |
| Au 31 décembre 2021 | 339 | 14 | – | 353 |

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Total |
|---|-----------|------------|------------|------------|
| Titres de capitaux propres | | | | |
| Canada | — | 29 | 4 | 33 |
| États-Unis | — | 20 | — | 20 |
| International | 47 | 79 | — | 126 |
| Privé | — | — | 1 | 1 |
| Obligations | | | | |
| AAA | — | 28 | — | 28 |
| AA | — | 54 | — | 54 |
| A | — | 36 | — | 36 |
| BBB | 1 | 24 | — | 25 |
| Inférieur à BBB | — | 10 | — | 10 |
| Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie | — | 20 | — | 20 |
| Total | 48 | 300 | 5 | 353 |
| <hr/> | | | | |
| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Niveau I | Niveau II | Niveau III | Total |
| Titres de capitaux propres | | | | |
| Canada | — | 64 | — | 64 |
| États-Unis | — | 30 | — | 30 |
| International | — | 103 | — | 103 |
| Privé | — | — | 1 | 1 |
| Obligations | | | | |
| AAA | — | 36 | — | 36 |
| AA | — | 67 | — | 67 |
| A | — | 34 | — | 34 |
| BBB | 1 | 22 | — | 23 |
| Inférieur à BBB | — | 4 | — | 4 |
| Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie | — | 19 | — | 19 |
| Total | 1 | 379 | 1 | 381 |

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2021 ni au 31 décembre 2020. La Société a imputé un montant de néant aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2021 (néant en 2020).

E. Obligations au titre des prestations définies

La valeur actualisée des obligations au titre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

| | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|--|----------------|-------------------------|-----------|------------|
| Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2019 | 543 | 99 | 22 | 664 |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 5 | 2 | 1 | 8 |
| Coût financier | 16 | 3 | 1 | 20 |
| Prestations versées | (45) | (5) | (1) | (51) |
| Réduction | (2) | — | — | (2) |
| Perte actuarielle découlant des hypothèses financières | 43 | 10 | 2 | 55 |
| Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés | (17) | — | — | (17) |
| Effet de la conversion sur les régimes américains | (1) | — | (1) | (2) |
| Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2020 | 542 | 109 | 24 | 675 |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 3 | 2 | 1 | 6 |
| Coût financier | 12 | 2 | — | 14 |
| Prestations versées | (54) | (5) | (1) | (60) |
| Réduction | (7) | — | — | (7) |
| Gain actuariel découlant des hypothèses financières | (26) | (7) | (1) | (34) |
| Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés | (1) | — | — | (1) |
| Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2021 | 469 | 101 | 23 | 593 |

La durée moyenne pondérée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2021 est de 13,6 ans.

F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2022 s'établissent comme suit :

| | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Total |
|------------------------------------|----------------|-------------------------|--------|-------|
| Cotisations de l'employeur prévues | 5 | 6 | 2 | 13 |

G. Hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations définies de la Société pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont comme suit :

| (en %) | Au 31 déc. 2021 | | | Au 31 déc. 2020 | | |
|---|-----------------|-------------------------|--------|-----------------|-------------------------|--------|
| | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers |
| Obligations au titre des prestations définies | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 2,8 | 2,8 | 2,7 | 2,4 | 2,3 | 2,3 |
| Taux de croissance de la rémunération | 2,9 | 3,0 | — | 2,9 | 3,0 | — |
| Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé | | | | | | |
| Croissance des coûts des soins de santé ^{1,3} | — | — | 6,8 | — | — | 6,8 |
| Croissance des coûts des soins dentaires | — | — | 4,0 | — | — | 4,0 |
| Coût des prestations pour l'exercice | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 2,4 | 2,3 | 2,3 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| Taux de croissance de la rémunération | 2,9 | 3,0 | — | 2,9 | 3,0 | — |
| Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé | | | | | | |
| Croissance des coûts des soins de santé ^{2,4} | — | — | 7,1 | — | — | 7,1 |
| Croissance des coûts des soins dentaires | — | — | 4,0 | — | — | 4,0 |

1) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2021 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

2) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2021 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

3) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

4) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

H. Analyse de sensibilité

Le tableau suivant présente l'augmentation estimée des obligations au titre des prestations définies, montant net, en supposant que certains changements seraient apportés aux principales hypothèses :

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Régimes canadiens | | | Régimes américains | |
|---|-------------------|-------------------------|--------|--------------------|--------|
| | Régimes agréés | Régimes complémentaires | Divers | Régime de retraite | Divers |
| Diminution de 1 % du taux d'actualisation | 61 | 15 | 2 | 3 | 1 |
| Hausse de 1 % des échelles salariales | 3 | — | — | — | — |
| Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé | — | — | 2 | — | — |
| Amélioration de 10 % des taux de mortalité | 20 | 4 | — | 1 | — |

32. Partenariats

Au 31 décembre 2021, les partenariats comprenaient ce qui suit :

| Entreprises communes | Secteur | Propriété (en %) | Description |
|----------------------------|-------------------------------------|---------------------|--|
| Sheerness | Gaz | 50 | Centrale au bicarburant en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par Heartland Generation Ltd., société membre du même groupe qu'Energy Capital Partners |
| Goldfields Power | Gaz | 50 | Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta |
| Fort Saskatchewan | Gaz | 60 | Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta |
| Gazoduc de Fortescue River | Gaz | 43 | Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group |
| McBride Lake | Énergie éolienne et énergie solaire | 50 | Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta |
| Soderglen | Énergie éolienne et énergie solaire | 50 | Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta |
| Pingston | Hydroélectricité | 50 | Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta |

| Coentreprise | Secteur | Propriété (en %) | Description |
|--------------|-------------------------------------|---------------------|---|
| Skookumchuck | Énergie éolienne et énergie solaire | 49 | Centrale d'énergie éolienne dans l'État de Washington, exploitée par Southern Power |

33. Information liée aux flux de trésorerie

A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|------------|-----------|------------|
| (Utilisation) source de la trésorerie : | | | |
| Créances clients | (28) | (79) | 261 |
| Charges payées d'avance | 9 | 2 | — |
| Impôts sur le résultat à recevoir | — | (4) | (6) |
| Stocks | 42 | 6 | (13) |
| Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions | 153 | 160 | (130) |
| Impôts sur le résultat à payer | (2) | 4 | 9 |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation | 174 | 89 | 121 |

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

| | Solde au 31 déc. 2020 | Émissions de trésorerie | Rembour- sements et dividendes versés | Nouveaux contrats de location | Dividendes déclarés | Incidence du change | Divers | Solde au 31 déc. 2021 |
|--|-----------------------------|-------------------------------|--|-------------------------------------|------------------------|------------------------|--------|-----------------------------|
| Dettes à long terme et obligations locatives | 3 361 | 173 | (214) | 1 | — | (39) | — | 3 267 |
| Titres échangeables | 730 | — | — | — | — | — | — | 735 |
| Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées) | 59 | — | (87) | — | 90 | — | — | 62 |
| Total des passifs liés aux activités de financement | 4 150 | 173 | (301) | 1 | 90 | (39) | | 4 064 |

| | Solde au 31 déc. 2019 | Émissions de trésorerie | Rembour- sements et dividendes versés | Nouveaux contrats de location | Dividendes déclarés | Incidence du change | Divers | Solde au 31 déc. 2020 |
|--|-----------------------------|-------------------------------|--|-------------------------------------|------------------------|------------------------|----------|-----------------------------|
| Dettes à long terme et obligations locatives | 3 212 | 753 | (620) | 16 | — | 5 | (5) | 3 361 |
| Titres échangeables | 326 | 400 | — | — | — | — | 4 | 730 |
| Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées) | 37 | — | (86) | — | 107 | — | 1 | 59 |
| Total des passifs liés aux activités de financement | 3 575 | 1 153 | (706) | 16 | 107 | 5 | — | 4 150 |

34. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

| Aux 31 décembre | 2021 | 2020 | Augmentation (diminution) |
|--|--------------|--------------|------------------------------|
| Dette à long terme ¹ | 3 267 | 3 361 | (94) |
| Titres échangeables | 735 | 730 | 5 |
| Capitaux propres | | | |
| Actions ordinaires | 2 901 | 2 896 | 5 |
| Actions privilégiées | 942 | 942 | — |
| Surplus d'apport | 46 | 38 | 8 |
| Déficit | (2 453) | (1 826) | (627) |
| Cumul des autres éléments du résultat global | 146 | 302 | (156) |
| Participations ne donnant pas le contrôle | 1 011 | 1 084 | (73) |
| Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ² | (947) | (703) | (244) |
| Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP ³ | (17) | (11) | (6) |
| Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴ | (2) | (2) | — |
| Total du capital | 5 629 | 6 811 | (1 182) |

1) Inclut les obligations locatives, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale et la tranche courante de la dette à long terme.

2) La Société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la Société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette.

3) La Société inclut le principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) La Société inclut la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette représentant un actif, ou un passif, à titre de réduction, ou d'augmentation, dans le calcul du principal, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société se présentent comme suit :

A. Maintenir un bilan solide

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'un bilan solide constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables.

Le maintien d'un bilan solide par la Société permet aussi à son équipe commerciale de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur ses résultats financiers et facilite son accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. La Société a obtenu une note de qualité investissement de DBRS (perspectives stables). En 2021, Moody's a renouvelé la note à titre d'émetteur de la Société de Ba1 avec perspective stable, DBRS Limited a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme, soit BBB (faible), la note de crédit des actions privilégiées, soit Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB (faible) avec perspective stable, et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société de BB+ avec perspective stable. La Société tient à maintenir une situation financière et des ratios de couverture des flux de trésorerie solides. 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.

La direction surveille régulièrement les prévisions en matière de résultat net, de flux de trésorerie et de dépenses d'investissement ainsi que le calendrier des remboursements de la dette dans le but d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

B. Liquidités

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit. La Société gère les variations du fonds de roulement au moyen des liquidités existantes en vertu des facilités de crédit pour assurer la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes, effectuer des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et investir dans les immobilisations corporelles.

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | Augmentation (diminution) |
|---|------------|-------------|------------------------------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 1 001 | 702 | 299 |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement | (174) | (89) | (85) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement | 827 | 613 | 214 |
| Dividendes versés sur actions ordinaires | (48) | (47) | (1) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées | (39) | (39) | — |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | (156) | (97) | (59) |
| Dépenses en immobilisations corporelles | (480) | (486) | 6 |
| Rentrées (sorties) de fonds | 104 | (56) | 160 |

TransAlta maintient des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques de l'exercice liées à ses activités. Au 31 décembre 2021, un montant de 1,3 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars en 2020) au titre des facilités de crédit de la Société était entièrement disponible.

De temps à autre, TransAlta accède aux marchés financiers, au besoin, afin de financer certaines de ces sorties de fonds nettes et de maintenir ses liquidités disponibles ainsi que sa structure du capital et ses mesures de crédit dans les fourchettes visées.

35. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2021 :

| Filiale | Pays | Propriété (en %) | Activité principale |
|---|------------|---------------------|-----------------------------------|
| TransAlta Generation Partnership | Canada | 100 | Production et vente d'électricité |
| TransAlta Cogeneration L.P. | Canada | 50,01 | Production et vente d'électricité |
| TransAlta Centralia Generation LLC | États-Unis | 100 | Production et vente d'électricité |
| TransAlta Energy Marketing Corp. | Canada | 100 | Commercialisation de l'énergie |
| TransAlta Energy Marketing (U.S.), Inc. | États-Unis | 100 | Commercialisation de l'énergie |
| TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. | Australie | 100 | Production et vente d'électricité |
| TransAlta Renewables Inc. | Canada | 60,1 | Production et vente d'électricité |

| Entreprise associée ou coentreprise | Pays | Propriété (en %) | Activité principale |
|-------------------------------------|------------|---------------------|--|
| SP Skookumchuck Investment, LLC | États-Unis | 49 | Production et vente d'électricité |
| EMG International, LLC | États-Unis | 30 | Traitement des eaux usées et biogaz combustible pour produire de l'électricité |

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées. La Société a comptabilisé les entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

A. Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont le président et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement du président et chef de la direction, et les membres du conseil. La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--------------------------------------|------|------|------|
| Rémunération totale | 30 | 27 | 30 |
| Composée des éléments suivants : | | | |
| Avantages du personnel à court terme | 14 | 12 | 13 |
| Avantages postérieurs à l'emploi | 1 | 2 | 2 |
| Prestations de cessation d'emploi | — | — | 2 |
| Paiements fondés sur des actions | 15 | 13 | 13 |

B. Acquisitions de TransAlta Renewables

Parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, TransAlta a vendu sa participation financière de 100 % dans le portefeuille de parcs solaires de 122 MW en Caroline du Nord pour un montant de 102 millions de dollars américains. Par suite de la transaction, une filiale de TransAlta détient directement les parcs solaires en Caroline du Nord et une autre filiale a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent la participation financière dans les installations.

Ada et Skookumchuck

Le 1^{er} avril 2021, la Société a vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et une autre filiale a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent la participation financière dans les installations.

Big Level et Antrim

En 2021, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de Big Level et d'Antrim d'un montant de 7 millions de dollars (6 millions de dollars américains). De plus, TransAlta Renewables a remboursé à la Société une partie du total des billets à ordre en circulation liés aux parcs éoliens Big Level et d'Antrim d'un montant de 18 millions de dollars (14 millions de dollars américains).

Parc éolien Windrise

Le 23 décembre 2020, TransAlta a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives pour l'acquisition par TransAlta Renewables, une filiale de la Société, de sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise de 206 MW situé dans le district municipal de Willow Creek, en Alberta. Le 26 février 2021, TransAlta a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise de 206 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 213 millions de dollars.

WindCharger

Le 1^{er} août 2020, le projet de stockage à batteries WindCharger a été vendu à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 12 millions de dollars.

Placement de TEC

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

36. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 et par la suite | Total |
|---|--------------|------------|------------|------------|-----------|-------------------------|--------------|
| Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats | 47 | 54 | 45 | 44 | 45 | 508 | 743 |
| Transport | 9 | 9 | 6 | 6 | 2 | — | 32 |
| Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹ | 76 | 98 | 90 | 75 | — | — | 339 |
| Ententes de service à long terme | 89 | 46 | 43 | 32 | 25 | 54 | 289 |
| Contrats de location simple | 4 | 3 | 3 | 1 | 1 | 31 | 43 |
| Croissance | 941 | 276 | — | — | — | — | 1 217 |
| Projet de loi TransAlta Energy | 6 | 6 | — | — | — | — | 12 |
| Total | 1 172 | 492 | 187 | 158 | 73 | 593 | 2 675 |

1) Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière liés à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

A. Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats

La Société a des contrats d'achat et de livraison de gaz naturel à prix ou à volume fixes. À la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, des contrats supplémentaires de 15 ans ont été conclus pour la livraison de 275 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme d'ici 2023, ce qui porte le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel. En outre, le 30 juin 2021, l'engagement de la Société visant l'achat de 139 TJ/jour de gaz naturel de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. a pris fin, et l'engagement à l'égard de la répartition des produits de base a pris fin, ce qui a entraîné une diminution d'environ 1,3 milliard de dollars des engagements présentés au 31 décembre 2020.

B. Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport au Canada et dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

C. Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière

Plusieurs contrats d'approvisionnement en charbon et contrats de transport ferroviaire connexes ont été conclus pour fournir du charbon à la centrale thermique de Centralia aux fins de production. Les contrats d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes fixes, à des dates allant jusqu'à 2025. Les prix reflètent les conditions actuelles du marché.

Les engagements liés aux contrats d'exploitation minière représentant la quote-part des engagements de la Société liés à son entreprise commune avec Sheerness ont été réduits en raison de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu. Les montants dus aux termes des contrats et d'un accord de redevances minières visant la mine de Highvale ont été comptabilisés à titre de provisions pour contrats déficitaires; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé à titre d'engagement futur. Pour plus de précisions, se reporter à la note 9.

D. Ententes de service à long terme

TransAlta a conclu diverses ententes de service principalement pour assurer les inspections, les réparations et l'entretien des installations alimentées au gaz naturel, des centrales alimentées au charbon, du matériel lié au charbon et au gaz, et des turbines des diverses installations éoliennes.

E. Contrats de location simple

Les contrats de location simple comprennent les engagements découlant des contrats de location simple non comptabilisés en vertu de l'IFRS 16 et les engagements découlant des contrats de location simple qui n'ont pas encore débuté, principalement liés aux bâtiments, aux véhicules et aux terrains.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets suivants : les projets de parcs éoliens White Rock, le projet de parc éolien Garden Plain, le projet de parc éolien Horizon Hill et le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields.

G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Dans le cadre du projet de loi TransAlta Energy promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, la Société s'est engagée à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de soutenir le développement économique et communautaire, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'élaborer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité d'une résiliation ou de certaines circonstances, ce financement ou une partie de celui-ci ne sera plus nécessaire. Au 31 décembre 2021, la Société avait financé une tranche d'environ 46 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

H. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations, poursuites judiciaires et procédures réglementaires 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.

I. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

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

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

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

III. Demande de Mangrove

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

IV. Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel a été entendu le 8 juillet 2021. Par la suite, le conseiller juridique représentant ENMAX a insisté sur le fait que l'un des trois juges qui entendaient l'appel était distrait pendant l'audience. La juge en question s'est depuis abstenue de participer à la décision d'appel et les parties ont présenté leurs observations quant à savoir si les deux autres juges peuvent continuer de prendre part à la décision ou si une nouvelle audience est requise. Le 8 novembre 2021, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision ordonnant que l'appel soit entendu de nouveau par une nouvelle formation de trois juges de la Cour d'appel. L'audience a eu lieu le 27 janvier 2022. TransAlta continue de penser que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

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

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

VI. Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

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

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

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

VIII. Requête visant le compte de report de capital directement affecté

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

IX. Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois interruptions distinctes à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de la fourniture de vapeur à ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de la fourniture de vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La Société a mené une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle a permis de conclure que les trois interruptions étaient du ressort de TransAlta. De ce fait, des dommages-intérêts prédéterminés d'un montant établi selon les ententes applicables sont payables par TransAlta aux clients à l'égard des trois interruptions.

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

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

37. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte six secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie par le principal décideur opérationnel dans le cadre de l'examen des secteurs de la Société pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. Le principal décideur opérationnel évalue le rendement des secteurs opérationnels au moyen d'une mesure du BAIIA ajusté. Cette mesure d'évaluation correspond au résultat avant impôts sur le résultat, ajusté pour exclure l'incidence des éléments suivants : l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation, les produits tirés des contrats de location-financement, les profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et les profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base, l'amortissement du matériel minier compris au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité, les produits d'intérêts générés par les paiements anticipés effectués, la réduction de valeur des stocks de charbon et des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel, l'abandon du charbon qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, les imputations pour dépréciation, la quote-part du résultat net de la coentreprise, et d'autres ajustements des coûts ou des produits. Les tableaux ci-après présentent le rapprochement du total des résultats sectoriels et du BAIIA ajusté avec le compte de résultat présenté selon les IFRS. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

À des fins de présentation de l'information financière interne, l'information sur le résultat du placement de la Société dans Skookumchuck a été présentée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire au prorata. L'information au prorata reflète la quote-part de la Société de chacun des éléments du compte de résultat de Skookumchuck, poste par poste. L'information financière au prorata n'est pas présentée et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, le placement dans Skookumchuck a été comptabilisé comme une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence.

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels ajustés présentés

I. Rapprochement du BAIIA ajusté avec le résultat avant impôts sur le résultat

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire ¹ | Gaz ² | Transition énergétique ³ | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total | Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ⁴ | 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 à la réévaluation à la valeur de marché | — | 25 | (40) | 19 | (38) | — | (34) | — | 34 | — |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement | — | — | 41 | — | — | — | 41 | — | (41) | — |
| Produits tirés des contrats de location-financement | — | — | 25 | — | — | — | 25 | — | (25) | — |
| Profit latent de change sur les produits de base | — | — | (3) | — | — | — | (3) | — | 3 | — |
| Produits des activités ordinaires ajustés | 383 | 348 | 1 132 | 728 | 173 | 4 | 2 768 | (18) | (29) | 2 721 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité | 16 | 17 | 457 | 560 | — | 4 | 1 054 | — | — | 1 054 |
| 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 ⁴ | — | — | 118 | 60 | — | — | 178 | — | — | 178 |
| Marge brute | 367 | 331 | 640 | 236 | 173 | — | 1 747 | (18) | (240) | 1 489 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 42 | 59 | 175 | 117 | 36 | 84 | 513 | (2) | — | 511 |
| Reclassements et ajustements : | | | | | | | | | | |
| Réduction de valeur de pièces et de matériaux | — | — | (2) | (26) | — | — | (28) | — | 28 | — |
| Profit découlant des réductions | — | — | — | 6 | — | — | 6 | — | (6) | — |
| Charges au titre des 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 résultats 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 résultats d'exploitation ajustés, montant net | — | — | (40) | — | — | — | (40) | — | 48 | 8 |
| BAIIA ajusté ⁵ | 322 | 262 | 494 | 133 | 137 | (85) | 1 263 | | | |
| Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence | | | | | | | | | | 9 |
| Produits tirés des contrats de location-financement | | | | | | | | | | 25 |
| Amortissement | | | | | | | | | | (529) |
| Dépréciation d'actifs | | | | | | | | | | (648) |
| Charge d'intérêts nette ⁶ | | | | | | | | | | (245) |
| Profit de change | | | | | | | | | | 16 |
| Profit à la vente d'actifs et autres | | | | | | | | | | 54 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | | | | | | | | | | (380) |

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) À compter du premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

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

6) Comprend la désactualisation par secteur et la charge d'intérêts n'est pas répartie étant donné qu'elle est liée à la dette et aux emprunts de la Société.

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Hydro | Énergie éolienne et énergie solaire ¹ | Gaz ² | Transition énergétique ³ | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total | Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹ | Ajustements de reclassement | Selon les IFRS |
|--|-------|--|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|--|-----------------------------|----------------|
| Produits des activités ordinaires | 152 | 332 | 787 | 704 | 122 | 7 | 2 104 | (3) | — | 2 101 |
| <i>Reclassements et ajustements :</i> | | | | | | | | | | |
| (Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché | — | 2 | 33 | (14) | 21 | — | 42 | — | (42) | — |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement | — | — | 17 | — | — | — | 17 | — | (17) | — |
| Produits tirés des contrats de location-financement | — | — | 7 | — | — | — | 7 | — | (7) | — |
| Perte latente de change sur les produits de base | — | — | 4 | — | — | — | 4 | — | (4) | — |
| Produits des activités ordinaires ajustés | 152 | 334 | 848 | 690 | 143 | 7 | 2 174 | (3) | (70) | 2 101 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité | 8 | 25 | 325 | 435 | — | 12 | 805 | — | — | 805 |
| <i>Reclassements et ajustements :</i> | | | | | | | | | | |
| Produits d'intérêts australiens | — | — | (4) | — | — | — | (4) | — | 4 | — |
| Amortissement minier | — | — | (100) | (46) | — | — | (146) | — | 146 | — |
| Réduction de valeur des stocks de charbon | — | — | — | (37) | — | — | (37) | — | 37 | — |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés | 8 | 25 | 221 | 352 | — | 12 | 618 | — | 187 | 805 |
| Coûts de conformité liés au carbone ⁴ | — | — | 120 | 48 | — | (5) | 163 | — | — | 163 |
| Marge brute | 144 | 309 | 507 | 290 | 143 | — | 1 393 | (3) | (257) | 1 133 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 37 | 53 | 166 | 106 | 30 | 80 | 472 | — | — | 472 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 2 | 8 | 13 | 9 | — | 1 | 33 | — | — | 33 |
| Autres résultats d'exploitation, montant net | — | — | (11) | — | — | — | (11) | — | — | (11) |
| <i>Reclassements et ajustements :</i> | | | | | | | | | | |
| Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness | — | — | (28) | — | — | — | (28) | — | 28 | — |
| Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net | — | — | (39) | — | — | — | (39) | — | 28 | (11) |
| BAlIA ajusté ⁵ | 105 | 248 | 367 | 175 | 113 | (81) | 927 | — | — | — |
| Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence | — | — | — | — | — | — | — | — | — | 1 |
| Produits tirés des contrats de location-financement | — | — | — | — | — | — | — | — | — | 7 |
| Amortissement | — | — | — | — | — | — | — | — | — | (654) |
| Dépréciation d'actifs | — | — | — | — | — | — | — | — | — | (84) |
| Charge d'intérêts nette ⁶ | — | — | — | — | — | — | — | — | — | (238) |
| Perte de change | — | — | — | — | — | — | — | — | — | 17 |
| Profit à la vente d'actifs et autres | — | — | — | — | — | — | — | — | — | 9 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | — | — | — | — | — | — | — | — | — | (303) |

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) À compter du premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

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

6) Comprend la désactualisation par secteur et la charge d'intérêts n'est pas répartie étant donné qu'elle est liée à la dette et aux emprunts de la Société.

| Exercice clos le 31 décembre 2019 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total | Ajustements de reclassement | Selon les IFRS |
|--|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|-----------------------------|----------------|
| Produits des activités ordinaires | 156 | 312 | 851 | 905 | 129 | (6) | 2 347 | — | 2 347 |
| <i>Reclassements et ajustements :</i> | | | | | | | | | |
| (Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché | — | (17) | 6 | (12) | (10) | — | (33) | 33 | — |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement | — | — | 24 | — | — | — | 24 | (24) | — |
| Produits tirés des contrats de location-financement | — | — | 6 | — | — | — | 6 | (6) | — |
| Produits des activités ordinaires ajustés | 156 | 295 | 887 | 893 | 119 | (6) | 2 344 | 3 | 2 347 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité | 7 | 16 | 315 | 539 | — | 4 | 881 | — | 881 |
| <i>Reclassements et ajustements :</i> | | | | | | | | | |
| Produits d'intérêts australiens | — | — | (4) | — | — | — | (4) | 4 | — |
| Amortissement minier | — | — | (81) | (40) | — | — | (121) | 121 | — |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés | 7 | 16 | 230 | 499 | — | 4 | 756 | 125 | 881 |
| Coûts de conformité liés au carbone | — | — | 138 | 77 | — | (10) | 205 | — | 205 |
| Marge brute | 149 | 279 | 519 | 317 | 119 | — | 1 383 | (122) | 1 261 |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 36 | 50 | 162 | 124 | 30 | 73 | 475 | — | 475 |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat | 3 | 8 | 9 | 8 | — | 1 | 29 | — | 29 |
| Autres résultats d'exploitation, montant net | — | (10) | (41) | — | — | 2 | (49) | — | (49) |
| Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance | — | — | (14) | (42) | — | — | (56) | — | (56) |
| BAIIA ajusté ³ | 110 | 231 | 403 | 227 | 89 | (76) | 984 | | |
| Produits tirés des contrats de location-financement | | | | | | | | | 6 |
| Amortissement | | | | | | | | | (590) |
| Dépréciation d'actifs | | | | | | | | | (25) |
| Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills | | | | | | | | | 88 |
| Charge d'intérêts nette ⁴ | | | | | | | | | (179) |
| Perte de change | | | | | | | | | (15) |
| Profit à la vente d'actifs et autres | | | | | | | | | 46 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | | | | | | | | | 193 |

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

2) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

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

4) Comprend la désactualisation par secteur et la charge d'intérêts n'est pas répartie étant donné qu'elle est liée à la dette et aux emprunts de la Société.

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

| Au 31 décembre 2021 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|---|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|
| Immobilisations corporelles | 466 | 2 304 | 2 036 | 481 | — | 33 | 5 320 |
| Actifs au titre de droits d'utilisation | 5 | 64 | 7 | 1 | — | 18 | 95 |
| Immobilisations incorporelles | 3 | 147 | 56 | 9 | 5 | 36 | 256 |
| Goodwill | 258 | 175 | — | — | 30 | — | 463 |

| Au 31 décembre 2020 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|---|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|
| Immobilisations corporelles | 467 | 2 005 | 2 102 | 1 232 | — | 16 | 5 822 |
| Actifs au titre de droits d'utilisation | 6 | 55 | 5 | 53 | — | 22 | 141 |
| Immobilisations incorporelles | 4 | 159 | 66 | 36 | 7 | 41 | 313 |
| Goodwill | 258 | 175 | — | — | 30 | — | 463 |

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

2) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

| Exercice clos le 31 décembre 2021 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|
| Ajouts d'actifs non courants : | | | | | | | |
| Immobilisations corporelles | 29 | 166 | 167 | 90 | — | 28 | 480 |
| Immobilisations incorporelles | — | — | — | 1 | — | 8 | 9 |

| Exercice clos le 31 décembre 2020 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|
| Ajouts d'actifs non courants : | | | | | | | |
| Immobilisations corporelles | 22 | 174 | 199 | 78 | — | 13 | 486 |
| Immobilisations incorporelles | — | — | — | 1 | — | 13 | 14 |

| Exercice clos le 31 décembre 2019 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz ¹ | Transition énergétique ² | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|-------|
| Ajouts d'actifs non courants : | | | | | | | |
| Immobilisations corporelles | 23 | 229 | 74 | 90 | — | 1 | 417 |
| Immobilisations incorporelles | — | — | — | 2 | — | 12 | 14 |

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

2) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

IV. Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre l'amortissement selon les comptes de résultat consolidés et celui selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|------------|------------|------------|
| Amortissement selon les comptes de résultat consolidés | 529 | 654 | 590 |
| Amortissement compris dans les coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6) | 190 | 144 | 119 |
| Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés | 719 | 798 | 709 |

C. Information géographique

I. Produits des activités ordinaires

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Canada | 1 854 | 1 227 | 1 460 |
| États-Unis | 731 | 716 | 727 |
| Australie | 136 | 158 | 160 |
| Total des produits des activités ordinaires | 2 721 | 2 101 | 2 347 |

II. Actifs non courants

| | Immobilisations corporelles | | Actifs au titre de droits d'utilisation | | Immobilisations incorporelles | | Autres actifs | |
|------------------------|-----------------------------|--------------|---|------------|-------------------------------|------------|---------------|------------|
| | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 |
| Aux 31 décembre | | | | | | | | |
| Canada | 4 051 | 4 661 | 52 | 107 | 141 | 185 | 15 | 74 |
| États-Unis | 860 | 737 | 39 | 30 | 85 | 94 | 61 | 61 |
| Australie | 409 | 424 | 4 | 4 | 30 | 34 | 66 | 71 |
| Total | 5 320 | 5 822 | 95 | 141 | 256 | 313 | 142 | 206 |

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les ventes à l'AESO ont représenté 35 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (les ventes à l'AESO ont représenté 15 % du total des produits des activités ordinaires de la Société en 2020). Les ventes à aucune autre société n'ont représenté plus de 10 % du total des produits des activités ordinaires de la Société.

Résumé des données financières et statistiques sur onze ans

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

| Exercices clos les 31 décembre | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|---------|--------|--------|
| Résumé des données financières | | | |
| COMPTE DE RÉSULTAT | | | |
| Produits des activités ordinaires | 2 721 | 2 101 | 2 347 |
| Résultats d'exploitation | (239) | (99) | 335 |
| Résultat avant impôts sur le résultat | (380) | (303) | 193 |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | (576) | (336) | 52 |
| ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE | | | |
| Total de l'actif | 9 226 | 9 747 | 9 508 |
| Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | (103) | (598) | 102 |
| Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement | 2 423 | 3 256 | 2 699 |
| Titres échangeables | 735 | 730 | 326 |
| Participations ne donnant pas le contrôle | 1 011 | 1 084 | 1 101 |
| Actions privilégiées | 942 | 942 | 942 |
| Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹ | 640 | 1 410 | 2 019 |
| Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette ¹ | (19) | (13) | (17) |
| Total du capital ² | 5 629 | 6 811 | 7 172 |
| FLUX DE TRÉSorerIE | | | |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 1 001 | 702 | 849 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement | (472) | (687) | (512) |
| INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES (par action) | | | |
| Résultat net | (2,13) | (1,22) | 0,18 |
| Résultat aux fins de comparaison ¹ | s. o. | s. o. | s. o. |
| Dividendes déclarés sur actions ordinaires | 0,19 | 0,22 | 0,12 |
| Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice) ¹ | 2,37 | 5,13 | 7,14 |
| Cours : | | | |
| Haut | 14,61 | 11,23 | 10,14 |
| Bas | 9,57 | 5,32 | 5,50 |
| Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre) | 14,05 | 9,67 | 9,28 |
| RATIOS (en pourcentage, sauf indication contraire) | | | |
| Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté ^{1,3,4} (multiple) | 2,6 | 3,9 | 3,9 |
| Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ¹ | (116,6) | (30,3) | 3,3 |
| Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹ | s. o. | s. o. | s. o. |
| Rendement du capital investi ¹ | (4,5) | (1,5) | 4,1 |
| Rendement du capital investi aux fins de comparaison ¹ | s. o. | s. o. | s. o. |
| Couverture par le résultat ¹ (multiple) | (1,0) | (0,5) | 1,5 |
| Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,4} | 5,1 | 7,0 | 6,6 |
| BAIIA ajusté ^{1,3,4} (en millions de dollars canadiens) | 1 263 | 927 | 984 |
| Couverture des dividendes ^{1,4} (multiple) | 23,0 | 15,6 | 18,6 |
| Rendement des actions ¹ | 1,3 | 1,7 | 1,7 |
| Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ^{1,4} (multiple) | 5,3 | 4,2 | 4,5 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions) | 271 | 275 | 283 |
| Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions) | 271 | 270 | 277 |
| RÉSUMÉ DES DONNÉES STATISTIQUES | | | |
| Nombre d'employés | 1 282 | 1 476 | 1 543 |
| Capacité installée brute (MW) ⁵ | | | |
| Transition énergétique ⁷ | 1 472 | 2 548 | 2 915 |
| Gaz ^{6,8} | 3 084 | 3 082 | 3 049 |
| Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique) | 2 694 | 2 498 | 2 421 |
| Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence | 137 | 137 | — |
| Capacité de production totale | 7 387 | 8 265 | 8 385 |
| Production totale (GWh) | 22 105 | 24 980 | 29 071 |

Les données financières sont présentées selon les IFRS. Les chiffres des exercices antérieurs figurant dans le rapport de gestion ont été retraités pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice considéré. Tous les autres chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.

¹⁾ Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Les périodes pour lesquelles les mesures non conformes aux IFRS n'étaient pas déjà présentées n'ont pas fait l'objet de calculs. Après 2016, les mesures de résultat aux fins de comparaison ne font plus l'objet de calculs ni de rapports.

²⁾ Le total du capital pour 2011 à 2014 a été révisé en fonction de la méthode de calcul de 2015.

| 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|
| 2 249 | 2 307 | 2 397 | 2 267 | 2 623 | 2 292 | 2 210 | 2 618 |
| 160 | 138 | 478 | 148 | 442 | 195 | (214) | 645 |
| (96) | (54) | 314 | 221 | 239 | (12) | (445) | 449 |
| (248) | (190) | 117 | (24) | 141 | (71) | (615) | 290 |
| 9 428 | 10 304 | 10 996 | 10 947 | 9 833 | 9 624 | 9 503 | 9 780 |
| 59 | 433 | 334 | 33 | 708 | 175 | 582 | 284 |
| 3 119 | 2 960 | 3 722 | 4 408 | 3 305 | 4 130 | 3 610 | 3 721 |
| — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1 137 | 1 059 | 1 152 | 1 029 | 594 | 517 | 330 | 358 |
| 942 | 942 | 942 | 942 | 942 | 781 | — | — |
| 2 055 | 2 384 | 2 569 | 2 419 | 2 342 | 2 125 | 3 018 | 3 274 |
| (10) | (30) | (163) | (190) | (96) | (16) | 50 | 32 |
| 7 275 | 7 748 | 8 556 | 8 641 | 7 795 | 7 712 | 7 590 | 7 669 |
| 820 | 626 | 744 | 432 | 796 | 765 | 520 | 690 |
| (394) | 87 | (327) | (573) | (292) | (703) | (1 048) | (608) |
| (0,86) | (0,66) | 0,41 | (0,09) | 0,52 | (0,27) | (2,62) | 1,31 |
| s. o. | s. o. | 0,13 | (0,17) | 0,25 | 0,31 | 0,50 | 1,05 |
| 0,20 | 0,16 | 0,30 | 0,72 | 0,83 | 1,16 | 1,16 | 1,16 |
| 7,16 | 8,28 | 8,92 | 8,52 | 8,52 | 7,92 | 8,78 | 12,08 |
| 7,90 | 8,50 | 7,54 | 12,34 | 14,94 | 16,86 | 21,37 | 23,24 |
| 5,44 | 6,88 | 3,76 | 4,13 | 9,81 | 12,91 | 14,11 | 19,45 |
| 5,59 | 7,45 | 7,43 | 4,91 | 10,52 | 13,48 | 15,12 | 21,02 |
| 3,6 | 3,6 | 3,8 | 5,4 | 4,2 | 4,6 | 4,6 | 3,8 |
| (15,8) | (10,0) | 5,4 | (1,2) | 6,3 | (3,2) | (25,9) | 10,6 |
| s. o. | s. o. | 1,7 | (2,3) | 3,0 | 3,7 | 4,9 | 8,4 |
| 0,7 | 2,1 | 5,3 | 4,6 | 5,8 | 2,8 | (3,1) | 8,3 |
| s. o. | s. o. | 4,4 | 3,0 | 5,1 | 5,2 | 5,3 | 7,0 |
| 0,2 | 0,6 | 1,7 | 1,5 | 1,7 | 0,8 | (1,0) | 2,7 |
| 6,1 | 4,3 | 8,1 | 30,0 | 26,4 | 43,1 | 25,1 | 24,0 |
| 1 123 | 1 062 | 1 144 | 867 | 1 036 | 1 023 | 1 015 | 1 044 |
| 18,3 | 14,1 | 11,1 | 3,3 | 5,7 | 6,3 | 4,7 | 3,5 |
| 2,9 | 2,1 | 4,0 | 14,7 | 7,9 | 8,6 | 7,7 | 5,5 |
| 4,8 | 4,3 | 3,9 | 3,7 | 3,8 | 3,7 | 3,3 | 4,4 |
| 287 | 288 | 288 | 280 | 273 | 264 | 235 | 222 |
| 285 | 288 | 288 | 284 | 275 | 268 | 255 | 224 |
| 1 883 | 2 228 | 2 341 | 2 380 | 2 786 | 2 772 | 2 084 | 2 235 |
| 3 147 | 3 707 | 3 707 | 3 708 | 3 693 | 3 693 | 3 140 | 2 904 |
| 2 819 | 2 827 | 2 906 | 2 823 | 2 949 | 3 197 | 3 142 | 2 988 |
| 2 308 | 2 289 | 2 334 | 2 350 | 2 204 | 2 202 | 2 058 | 1 974 |
| — | — | — | — | — | 396 | 390 | 390 |
| 8 273 | 8 823 | 8 947 | 8 881 | 8 846 | 9 488 | 8 730 | 8 256 |
| 28 409 | 36 900 | 38 157 | 40 673 | 45 002 | 42 482 | 38 750 | 41 012 |

3) En 2019 et subséquemment, le BAIIA a été ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants des exercices 2018 et 2017 ont été révisés.

4) Les montants des exercices 2016 et 2015 ont été révisés en raison d'autres révisions apportées au BAIIA ou aux mesures des fonds provenant des activités d'exploitation du rapport de gestion.

5) La capacité installée brute de 2012 à 2020 correspond à la capacité sur laquelle sont fondés les résultats sous-jacents. Les chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.

6) Comprend les créances au titre des contrats de location-financement.

7) En 2021, le secteur Gaz a été ajusté pour inclure les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.

8) En 2021, le secteur Transition énergétique a été ajusté pour inclure le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités.

Formules des ratios

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté = dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante + titres échangeables + la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables – trésorerie et équivalents de trésorerie – principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP / BAIIA ajusté – indemnités de résiliation de CAÉ

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du profit lié aux activités abandonnées ou du résultat aux fins de comparaison / capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement du capital investi = résultat avant impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette - résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle / total du capital – cumul des autres éléments du résultat global

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées + intérêts sur la dette – produits d'intérêts

Ratio de distribution = dividendes déclarés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation – 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

Couverture des dividendes = fonds provenant des activités d'exploitation – dividendes sur actions privilégiées versés en espèces + variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires versés en espèces

Rendement des actions = dividendes versés par action ordinaire / cours de clôture de l'exercice

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation – indemnités de résiliation de CAÉ + intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives – produits d'intérêts – intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette, titres échangeables (exclusion faite de l'intérêt sur les actions privilégiées échangeables) et obligations locatives – produits d'intérêts + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées et actions privilégiées échangeables

Tableau récapitulatif des centrales

| Au 31 décembre 2021 | Installation | Capacité nominale (MW) ¹ | Participation consolidée | Capacité installée brute ¹ | Propriété (%) | Capacité nette détenue (MW) ^{1,2} | Région | Source de produits | Date d'expiration du contrat |
|--|---------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------|--|-----------------|--------------------|------------------------------|
| Énergie hydroélectrique 26 installations | Brazeau, AB | 355 | 100 % | 355 | 100 % | 355 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Bighorn, AB | 120 | 100 % | 120 | 100 % | 120 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Spray, AB | 112 | 100 % | 112 | 100 % | 112 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Ghost, AB | 54 | 100 % | 54 | 100 % | 54 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Rundle, AB | 50 | 100 % | 50 | 100 % | 50 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Cascade, AB | 36 | 100 % | 36 | 100 % | 36 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Kananaskis, AB | 19 | 100 % | 19 | 100 % | 19 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Bearspaw, AB | 17 | 100 % | 17 | 100 % | 17 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Pocaterra, AB | 15 | 100 % | 15 | 100 % | 15 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Horseshoe, AB | 14 | 100 % | 14 | 100 % | 14 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Barrier, AB | 13 | 100 % | 13 | 100 % | 13 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Taylor, AB* | 13 | 100 % | 13 | 100 % | 13 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Interlakes, AB | 5 | 100 % | 5 | 100 % | 5 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Belly River, AB* | 3 | 100 % | 3 | 100 % | 3 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Three Sisters, AB | 3 | 100 % | 3 | 100 % | 3 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Waterton, AB* | 3 | 100 % | 3 | 100 % | 3 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | St. Mary, AB* | 2 | 100 % | 2 | 100 % | 2 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Upper Mamquam, BC* | 25 | 100 % | 25 | 100 % | 25 | Ouest du Canada | CLT ¹² | 2025 |
| | Pingston, BC* | 45 | 50 % | 23 | 100 % | 23 | Ouest du Canada | CLT | 2023 |
| | Bone Creek, BC* | 19 | 100 % | 19 | 100 % | 19 | Ouest du Canada | CLT | 2031 |
| | Akolkolex, BC* | 10 | 100 % | 10 | 100 % | 10 | Ouest du Canada | CLT | 2046 |
| | Ragged Chute, ON* | 7 | 100 % | 7 | 100 % | 7 | Est du Canada | CLT | 2029 |
| | Misema, ON* | 3 | 100 % | 3 | 100 % | 3 | Est du Canada | CLT | 2027 |
| | Galetta, ON* | 2 | 100 % | 2 | 100 % | 2 | Est du Canada | CLT | 2030 |
| | Appleton, ON* | 1 | 100 % | 1 | 100 % | 1 | Est du Canada | CLT | 2030 |
| | Moose Rapids, ON* | 1 | 100 % | 1 | 100 % | 1 | Est du Canada | CLT | 2030 |
| Total Énergie hydroélectrique | | 947 | | 925 | | 925 | | | |
| Énergie éolienne et stockage à batteries 27 installations | Unité 1 de Summerview, AB* | 68 | 100 % | 68 | 100 % | 68 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Unité 2 de Summerview, AB* | 66 | 100 % | 66 | 100 % | 66 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Ardenville, AB* | 69 | 100 % | 69 | 100 % | 69 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Blue Trail et Macleod Flats, AB* | 69 | 100 % | 69 | 100 % | 69 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Castle River, AB* ³ | 44 | 100 % | 44 | 100 % | 44 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | McBride Lake, AB* | 75 | 50 % | 38 | 100 % | 38 | Ouest du Canada | CLT | 2024 |
| | Soderglen, AB* | 71 | 50 % | 36 | 100 % | 36 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Cowley North, AB* | 20 | 100 % | 20 | 100 % | 20 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Oldman, AB* | 4 | 100 % | 4 | 100 % | 4 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Sinnott, AB* | 7 | 100 % | 7 | 100 % | 7 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Windrise, AB* | 206 | 100 % | 206 | 100 % | 206 | Ouest du Canada | CLT | 2041 |
| | Stockage à batteries WindCharger, AB* | 10 | 100 % | 10 | 100 % | 10 | Ouest du Canada | Capacité marchande | — |
| | Melancthon, ON* ⁴ | 200 | 100 % | 200 | 100 % | 200 | Est du Canada | CLT | 2026-2028 |
| | Wolfe Island, ON* | 198 | 100 % | 198 | 100 % | 198 | Est du Canada | CLT | 2029 |
| | Kent Breeze, ON* | 20 | 100 % | 20 | 100 % | 20 | Est du Canada | CLT | 2031 |
| Kent Hills, NB* ⁵ | 167 | 100 % | 167 | 83 % | 139 | Est du Canada | CLT | 2035 | |
| Le Nordais, QC* | 98 | 100 % | 98 | 100 % | 98 | Est du Canada | CLT | 2033 | |
| New Richmond, QC* | 68 | 100 % | 68 | 100 % | 68 | Est du Canada | CLT | 2033 | |

Tableau récapitulatif des centrales

| Au 31 décembre 2021 | Installation | Capacité nominale (MW) ¹ | Participation consolidée | Capacité installée brute ¹ | Propriété (%) | Capacité nette détenue (MW) ^{1,2} | Région | Source de produits | Date d'expiration du contrat |
|-------------------------------------|--|---|--------------------------|---------------------------------------|---------------|--|-----------------|--------------------------|------------------------------|
| | Parc éolien du Wyoming, WY* | 140 | 100 % | 140 | 100 % | 140 | États-Unis | CLT | 2028 |
| | Lakeswind, MN* | 50 | 100 % | 50 | 100 % | 50 | États-Unis | CLT | 2034 |
| | Big Level, PA* | 90 | 100 % | 90 | 100 % | 90 | États-Unis | CLT | 2034 |
| | Antrim, NH* | 29 | 100 % | 29 | 100 % | 29 | États-Unis | CLT | 2039 |
| | Skookumchuck, WA ⁶ | 137 | 49 % | 67 | 100 % | 67 | États-Unis | CLT | 2040 |
| Total Énergie éolienne | | 1 906 | | 1 763 | | 1 735 | | | |
| Énergie solaire | Mass Solar, MA* ⁷ | 21 | 100 % | 21 | 100 % | 21 | États-Unis | CLT | 2032-2035 |
| | 2 installations | Parcs solaires en Caroline du Nord, NC ⁸ | 122 | 100 % | 122 | 100 % | 122 | États-Unis | CLT |
| Total Énergie solaire | | 143 | | 143 | | 143 | | | |
| Gaz | Unité 2 de Keephills, AB | 395 | 100 % | 395 | 100 % | 395 | Ouest du Canada | Capacité marchande | – |
| | Unité 3 de Keephills, AB | 463 | 100 % | 463 | 100 % | 463 | Ouest du Canada | Capacité marchande | – |
| | Poplar Creek, AB ⁹ | 230 | 100 % | 230 | 100 % | 230 | Ouest du Canada | CLT | 2030 |
| | Sheerness, AB ⁴ | 800 | 50 % | 400 | 50 % | 200 | Ouest du Canada | Capacité marchande | – |
| | Unité 6 de Sundance, AB | 401 | 100 % | 401 | 100 % | 401 | Ouest du Canada | Capacité marchande | – |
| | Fort Saskatchewan, AB | 118 | 60 % | 71 | 50 % | 35 | Ouest du Canada | CLT / capacité marchande | 2029 |
| | Sarnia, ON* | 499 | 100 % | 499 | 100 % | 499 | Est du Canada | CLT | 2022-2032 |
| | Ottawa, ON | 74 | 100 % | 74 | 50 % | 37 | Est du Canada | CLT / capacité marchande | 2020-2033 |
| | Windsor, ON | 72 | 100 % | 72 | 50 % | 36 | Est du Canada | CLT / capacité marchande | 2031 |
| | Ada, MI* ⁶ | 29 | 100 % | 29 | 100 % | 29 | États-Unis | CLT | 2026 |
| | Parkeston, WA* ¹¹ | 110 | 50 % | 55 | 100 % | 55 | Australie | CLT | 2026 |
| | Southern Cross, WA* ^{10,11} | 245 | 100 % | 245 | 100 % | 245 | Australie | CLT | 2038 |
| South Hedland, WA* ¹¹ | 150 | 100 % | 150 | 100 % | 150 | Australie | CLT | 2042 | |
| Total Gaz | | 3 586 | | 3 084 | | 2 775 | | | |
| Transition énergétique | Unité 4 de Sundance, AB ¹³ | 406 | 100 % | 406 | 100 % | 406 | Ouest du Canada | Capacité marchande | – |
| | Unité 1 de Keephills, AB ¹⁴ | 395 | 100 % | 395 | 100 % | 395 | Ouest du Canada | Capacité marchande | – |
| | Centralia, WA | 670 | 100 % | 670 | 100 % | 670 | États-Unis | CLT / capacité marchande | 2025 ¹⁵ |
| | Skookumchuck, WA | 1 | 100 % | 1 | 100 % | 1 | États-Unis | CLT | 2025 |
| Total Transition énergétique | | 1 472 | | 1 472 | | 1 472 | | | |
| Total | | 8 054 | | 7 387 | | 7 050 | | | |

* Installation de TransAlta Renewables Inc.

1) Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près; par conséquent, la somme des colonnes peut ne pas correspondre aux totaux indiqués. La capacité installée brute représente la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, et la capacité nette détenue est présentée déduction faite de la capacité attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle de ces actifs et est calculée après consolidation des actifs sous-jacents.

2) Tient compte de la totalité des actifs de TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2021, TransAlta détenait environ 60 % des actions en circulation de TransAlta Renewables.

3) Comprend sept éoliennes individuelles à d'autres emplacements.

4) Comprend deux installations.

5) Comprend trois installations.

6) L'installation a été vendue à TransAlta Renewables le 1^{er} janvier 2021.

7) Comprend quatre installations au sol et quatre installations en toiture.

8) Comprend 20 installations.

9) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor et la propriété de l'installation sera transférée à Suncor en 2030.

10) Comprend quatre installations.

11) Gaz/diesel.

12) CLT désigne un contrat à long terme.

13) Le 1^{er} janvier 2022, la capacité maximale de l'unité a été réduite à 113 MW.

14) L'unité 1 de Keephills a été mise hors service le 31 décembre 2021.

15) Le contrat est en vigueur jusqu'en 2025. Toutefois, l'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020, et la capacité a diminué pour se fixer à 670 MW le 1^{er} janvier 2021.

Indicateurs de performance en matière de développement durable

Statistiques de la Société

| Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité | 2021 | 2020 | 2019 |
|---|-----------|-----------|----------|
| Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité ¹ | 15 | 19 | 12 |
| Audits de conformité en matière de santé et de sécurité ² | 4 | 8 | 6 |
| Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité | 11 | 11 | 6 |

| Performance environnementale ³ | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| Utilisation de ressources ou d'énergie⁴ | | | |
| Combustion du charbon (tonnes) | 4 094 000 | 6 637 000 | 9 092 000 |
| Combustion de gaz naturel (GJ) | 106 774 000 | 82 917 000 | 76 931 000 |
| Combustion de diesel (L) | 7 595 000 | 6 955 000 | 10 179 000 |
| Consommation d'essence : véhicules (L) | 864 000 | 933 000 | 1 099 000 |
| Consommation de diesel : véhicules (L) | 6 705 000 | 10 971 000 | 21 531 000 |
| Consommation de propane : véhicules (L) | 6 000 | 6 000 | 96 000 |
| Électricité : exploitation des bâtiments (MWh) | 175 000 | 186 000 | 241 000 |
| Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ) | 100 000 | 135 000 | 138 000 |
| Propane : exploitation des bâtiments (L) | 184 000 | 198 000 | 177 000 |
| Kérosène : exploitation des bâtiments (L) | 65 000 | 48 000 | 84 000 |
| Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ) | 191 272 000 | 278 977 000 | 345 673 000 |
| Émissions de gaz à effet de serre⁵ | | | |
| Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO ₂) ✓ | 12 421 000 | 16 246 000 | 20 471 000 |
| Méthane (tonnes d'éq. CO ₂) ✓ | 25 000 | 34 000 | 51 000 |
| Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO ₂) ✓ | 59 000 | 80 000 | 111 000 |
| Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO ₂) | 370 | 110 | 90 |
| Total des émissions de gaz à effet de serre (tonnes d'éq. CO₂)⁶ ✓ | 12 506 000 | 16 361 000 | 20 633 000 |
| <i>Intensité des émissions de gaz à effet de serre (tonnes d'éq. CO₂/MWh)⁷ ✓</i> | 0,60 | 0,67 | 0,75 |
| Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES) | 99 | 99 | 99 |
| Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES) | 1 | 1 | 1 |
| Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%) | 100 | 100 | 100 |
| Émissions atmosphériques⁸ | | | |
| Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) ✓ | 7 000 | 12 000 | 16 000 |
| <i>Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh) ✓</i> | 0,34 | 0,49 | 0,58 |
| Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) ✓ | 15 000 | 21 000 | 26 000 |
| <i>Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh) ✓</i> | 0,73 | 0,88 | 0,96 |
| Total des émissions de particules fines (tonnes) ✓ | 790 | 4 000 | 8 000 |
| <i>Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh) ✓</i> | 0,04 | 0,16 | 0,28 |
| Total des émissions de mercure (kilogrammes) ✓ | 40 | 60 | 60 |
| <i>Intensité des émissions de mercure (mg/MWh) ✓</i> | 1,93 | 2,33 | 2,37 |

| Performance environnementale (suite) | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Gestion de l'eau⁹ | | | |
| Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de m ³) | 240 | 230 | 260 |
| Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³) | 0 | 0 | 0 |
| Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m³) ✓ | 240 | 230 | 260 |
| Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m³) ✓ | 210 | 200 | 220 |
| Consommation d'eau (en millions de m³) ✓ | 30 | 40 | 40 |
| Intensité de la consommation d'eau (m ³ /MWh) ¹⁰ ✓ | 1,52 | 1,47 | 1,55 |
| Gestion des déchets¹¹ | | | |
| Non dangereux¹² | | | |
| Décharges (tonnes) ✓ | 1 000 | 11 000 | 880 |
| Décharges (L) ✓ | 47 000 | 55 000 | 35 000 |
| Élimination de cendres : mines (tonnes) ¹³ ✓ | 232 000 | 408 000 | 641 000 |
| Élimination de cendres : bassins (tonnes) ¹⁴ ✓ | 44 000 | 98 000 | 117 000 |
| Recyclés (tonnes) ✓ | 4 000 | 8 000 | 2 000 |
| Recyclés (L) ✓ | 1 788 000 | 1 855 000 | 3 605 000 |
| Réutilisés (tonnes) ¹⁵ ✓ | 176 000 | 533 000 | 746 000 |
| Réutilisés (tonnes) ✓ | 31 000 | 53 000 | 0 |
| Compostables (tonnes) ✓ | 10 | 10 | 0 |
| Dangereux¹⁶ | | | |
| Décharges (tonnes) ✓ | 200 | 20 | 60 |
| Décharges (L) ✓ | 24 000 | 59 000 | 53 000 |
| Recyclés (tonnes) ✓ | 0 | 20 | 80 |
| Recyclés (L) ✓ | 22 837 000 | 20 090 000 | 18 947 000 |
| Utilisation et remise en état des terrains¹⁷ | | | |
| Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) ✓ | 12 600 | 12 600 | 12 600 |
| Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) ✓ | 4 800 | 4 800 | 4 800 |
| Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (% de terrains perturbés) ✓ | 38 | 38 | 38 |
| Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ✓ | 7 700 | 7 700 | 7 700 |
| Terrains utilisés par des installations, des bureaux et du matériel (hectares) ✓ | 5 000 | 4 900 | 4 900 |
| Total des terrains utilisés (hectares cumulés) ✓ | 12 700 | 12 600 | 12 700 |
| Incidents environnementaux¹⁸ | | | |
| Incidents environnementaux importants | 0 | 6 | 3 |
| Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation | 2 | 2 | 6 |
| Total des incidents environnementaux importants ✓ | 2 | 8 | 9 |
| Mesures d'application des lois environnementales ¹⁹ | 1 | 0 | 1 |
| Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars) | 3 | 0 | 4 |
| Déversements accidentels dans l'environnement²⁰ | | | |
| Volume des déversements accidentels dans l'environnement importants (m ³) | 6 | 4 | 528 |

| Performance sociale | 2021 | 2020 | 2019 |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Pratiques en milieu de travail | | | |
| Employés | 1 282 | 1 476 | 1 543 |
| Nombre d'employés à temps plein | 1 181 | 1 392 | 1 471 |
| Nombre d'employés à temps partiel | 15 | 16 | 18 |
| Nombre de collaborateurs externes | 86 | 68 | 54 |
| Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants ²¹ (%) | 33 | 41 | 45 |
| Taux de roulement volontaire des employés ²² (%) | 8 | 9 | 14 |
| Diversité | | | |
| Femmes dans l'effectif (% de tous les employés) | 24 | 21 | 20 |
| Femmes à des postes de haute direction (%) | 38 | 43 | 50 |
| Femmes au sein du conseil d'administration (%) | 42 | 45 | 33 |
| Santé et sécurité | | | |
| Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité ²³ | 0 | 0 | 3 |
| Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars) | 0 | 0 | 0 |
| Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs ✓ | 0 | 0 | 0 |
| Blessures avec arrêt de travail ²⁴ ✓ | 3 | 5 | 5 |
| Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail ²⁵ ✓ | 9 | 9 | 7 |
| Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail ²⁶ ✓ | 5 | 2 | 3 |
| Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs ✓ | 17 | 16 | 15 |
| Heures d'exposition ²⁷ | 4 134 000 | 3 948 000 | 4 108 000 |
| Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs²⁸ ✓ | 0,82 | 0,81 | 0,73 |
| Relations avec les collectivités | | | |
| Investissements dans les collectivités (en millions de dollars) ²⁹ | 3,0 | 2,2 | 2,1 |

✓ Les données de 2021 ont été vérifiées par un tiers à un niveau d'assurance limitée établi par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. Se reporter à la rubrique «Explication des notes» qui décrit en détail les notes du tableau précédent.

Rapprochement des indicateurs de performance du développement durable avec les cadres référentiels de présentation de l'information sur le développement durable

Le tableau qui suit établit le rapprochement entre nos indicateurs de performance du développement durable ou en matière d'ESG et les critères clés de la Global Reporting Initiative («GRI») et du Sustainability Accounting Standards Board («SASB»).

Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB

Audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité

Audits de conformité en matière de santé et de sécurité

Total des audits en matière d'environnement, de santé et de sécurité

Performance environnementale Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB

| | |
|--|-------------------|
| Utilisation de ressources ou d'énergie | GRI 302-1 |
| Combustion du charbon (tonnes) | GRI 302-1 |
| Combustion de gaz naturel (GJ) | GRI 302-1 |
| Combustion de diesel (L) | GRI 302-1 |
| Consommation d'essence : véhicules (L) | GRI 302-1 |
| Consommation de diesel : véhicules (L) | GRI 302-1 |
| Consommation de propane : véhicules (L) | GRI 302-1 |
| Électricité : exploitation des bâtiments (MWh) | GRI 302-1 |
| Gaz naturel : exploitation des bâtiments (GJ) | GRI 302-1 |
| Propane : exploitation des bâtiments (L) | GRI 302-1 |
| Kérosène : exploitation des bâtiments (L) | GRI 302-1 |
| Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ) | GRI 302-1 |
| | |
| Émissions de gaz à effet de serre | |
| Dioxyde de carbone (tonnes d'éq. CO ₂) | SASB IF-EU-110a.1 |
| Méthane (tonnes d'éq. CO ₂) | SASB IF-EU-110a.1 |
| Oxyde d'azote (tonnes d'éq. CO ₂) | SASB IF-EU-110a.1 |
| Hexafluorure de soufre (tonnes d'éq. CO ₂) | SASB IF-EU-110a.1 |
| Total des émissions de gaz à effet de serre (tonnes d'éq. CO₂) | SASB IF-EU-110a.1 |
| <i>Intensité des émissions de gaz à effet de serre (tonnes d'éq. CO₂/MWh)</i> | GRI 305-4 |
| Émissions de portée 1 (% du total des émissions de GES) | SASB IF-EU-110a.1 |
| Émissions de portée 2 (% du total des émissions de GES) | GRI 305-2 |
| Émissions de portée 1 déclarées aux organismes de réglementation nationaux (%) | SASB IF-EU-110a.1 |
| | |
| Émissions atmosphériques | |
| Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) | SASB IF-EU-120a.1 |
| <i>Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh)</i> | |
| Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) | SASB IF-EU-120a.1 |
| <i>Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh)</i> | |
| Total des émissions de particules fines (tonnes) | SASB IF-EU-120a.1 |
| <i>Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh)</i> | |
| Total des émissions de mercure (kilogrammes) | SASB IF-EU-120a.1 |
| <i>Intensité des émissions de mercure (mg/MWh)</i> | |

| Performance environnementale (suite) | Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB |
|--|--|
| Gestion de l'eau | |
| Prélèvement d'eau – services des eaux / municipalités / clients (en millions de m ³) | SASB IF-EU-140a.1 |
| Prélèvement d'eau – eaux de surface (en millions de m ³) | SASB IF-EU-140a.1 |
| Eau prélevée – toutes les sources (en millions de m³) | SASB IF-EU-140a.1 |
| Déversement d'eau – toutes les sources (en millions de m³) | SASB IF-EU-140a.1 |
| Consommation d'eau (en millions de m³) | SASB IF-EU-140a.1 |
| Intensité de consommation d'eau (m ³ /MWh) | |
| Gestion des déchets | |
| Non dangereux | |
| Décharges (tonnes) | GRI 306-2 |
| Décharges (L) | GRI 306-2 |
| Élimination de cendres : mines (tonnes) | GRI 306-2 |
| Élimination de cendres : bassins (tonnes) | GRI 306-2 |
| Recyclés (tonnes) | GRI 306-2 |
| Recyclés (L) | GRI 306-2 |
| Réutilisés (tonnes) | GRI 306-2 |
| Stockés (tonnes) | GRI 306-2 |
| Compostables (tonnes) | GRI 306-2 |
| Dangereux | |
| Décharges (tonnes) | GRI 306-2 |
| Décharges (L) | GRI 306-2 |
| Recyclés (tonnes) | GRI 306-2 |
| Recyclés (L) | GRI 306-2 |
| Utilisation et remise en état des terrains | |
| Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) | |
| Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) | |
| Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières (% de terrains perturbés) | |
| Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) | |
| Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel (hectares) | |
| Total des terrains utilisés (hectares cumulés) | |
| Incidents environnementaux | |
| Incidents environnementaux importants | |
| Incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation | GRI 302-1 |
| Total des incidents environnementaux importants | |
| Mesures d'application des lois environnementales | GRI 302-1 |
| Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars) | GRI 302-1 |
| Déversements accidentels dans l'environnement | |
| Volume des déversements accidentels importants (m ³) | GRI 302-3 |

| Performance sociale | Rapprochement avec les normes de la GRI et du SASB |
|---|--|
| Pratiques en milieu de travail | |
| Employés | GRI 102-7 |
| <i>Nombre d'employés à temps plein</i> | |
| <i>Nombre d'employés à temps partiel</i> | |
| <i>Nombre de collaborateurs externes</i> | |
| Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%) | GRI 102-41 |
| Taux de roulement volontaire des employés (%) | GRI 401-1 |
| Diversité | |
| Femmes dans l'effectif (% de tous les employés) | GRI 405-1 |
| Femmes à des postes de haute direction (%) | GRI 405-1 |
| Femmes au sein du conseil d'administration (%) | GRI 405-1 |
| Santé et sécurité | |
| Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité | |
| Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars) | |
| Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs | SASB IF-EU-320a.1 |
| Blessures avec arrêt de travail | SASB IF-EU-320a.1 |
| Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail | SASB IF-EU-320a.1 |
| Blessures avec travail restreint sans arrêt de travail | SASB IF-EU-320a.1 |
| Total des blessures parmi les employés et les employés d'entrepreneurs | SASB IF-EU-320a.1 |
| Heures d'exposition | SASB IF-EU-320a.1 |
| Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs | SASB IF-EU-320a.1 |
| Relations avec les collectivités | |
| Investissements dans les collectivités (en millions de dollars) | GRI 203-1 |

Explication des notes

TransAlta s'efforce d'améliorer la précision et la portée de l'information relative à la performance du développement durable. Chaque année, nous passons en revue nos processus et contrôles relatifs à l'évaluation et au calcul de nos principales données sur le développement durable. Les statistiques de la Société comportent plusieurs notes de bas de page qui visent à fournir des éclaircissements sur certains périmètres, certaines modifications à la méthodologie et certaines définitions. Pour toute question ou pour plus de détails sur les principaux indicateurs de performance, communiquez avec nous à l'adresse sustainability@transalta.com.

1. Les audits de systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité sont réalisés annuellement afin d'évaluer la conformité à nos systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité.
2. Les audits de conformité en matière de santé et de sécurité sont réalisés afin de vérifier la conformité aux normes et procédures internes de santé et de sécurité et aux exigences réglementaires définies en matière de santé et de sécurité au travail.
3. Nous avons mis à jour certains de nos chiffres des années antérieures à la suite d'un examen des données et d'une révision de notre méthode d'arrondissement. Les révisions de données dont l'ampleur est importante sont analysées ci-dessous. Les chiffres des années antérieures relatifs à la performance environnementale ont été arrondis selon la méthode suivante : i) toutes les données environnementales sont arrondies au millier le plus proche, sauf lorsque les valeurs sont inférieures à 1 000, auquel cas elles sont arrondies à la dizaine la plus proche; ii) les données relatives à l'utilisation des terrains, qui sont de moindre importance par rapport à d'autres indicateurs environnementaux, sont arrondies à la centaine la plus proche pour donner une image plus précise de la gestion et des progrès.
4. L'utilisation d'énergie est calculée et déclarée par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des émissions de GES, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel énoncée dans le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise.
5. Les émissions de GES sont calculées et présentées par les installations exploitées par TransAlta en conformité avec la réglementation sur les émissions de carbone des autorités locales où se trouve la centrale. Pour les émissions de GES qui ne sont pas calculées conformément aux lignes directrices en matière d'émissions de carbone des autorités locales, nous suivons le Protocole des GES : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise (plus particulièrement la méthodologie «Définition des limites organisationnelles : contrôle opérationnel»). Selon cette méthodologie, TransAlta signale la totalité des émissions de GES provenant des installations qu'elle exploite. Les émissions de GES comprennent les émissions émanant de sources de combustion fixe, du transport et de l'exploitation de bâtiments, et les émissions fugitives. Nous signalons les émissions de portée 1 et 2. Nous réalisons l'inventaire des GES de la Société en utilisant les calculs de GES de nos secteurs d'activité. Toutes nos émissions de portée 1 (100 %) sont déclarées aux organismes de réglementation nationaux du pays dans lequel nous exerçons nos activités. Cela comprend : l'Australie (National Greenhouse and Energy Reporting («NGERS»)), le Canada (Programme de déclaration des gaz à effet de serre, INRP) et les États-Unis (EPA). Nos émissions de portée 1 et 2 sont calculées au moyen du potentiel de réchauffement planétaire et de facteurs d'émission qui varient en fonction des directives de conformité régionales et comprennent le quatrième rapport d'évaluation du GIEC, l'inventaire canadien des GES 1990-2019, les tableaux récapitulatifs eGRID 2019 de l'EPA des États-Unis et la Measurement Determination du NGERS de l'Australie. L'application du potentiel de réchauffement planétaire harmonisé et des facteurs d'émission à l'ensemble de nos installations entraînerait une variation mineure à nos totaux globaux de GES calculés. Une estimation de nos émissions de portée 3 se trouve dans notre rapport de gestion de 2021 et notre rapport sur le changement climatique du CDP de 2021.
6. Les émissions de GES brutes ou les émissions d'équivalent CO₂ brutes regroupent les émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde d'azote et d'hexafluorure de soufre (SF₆). Par conséquent, la somme des émissions de portée 1 et de portée 2 équivaldra aux émissions d'équivalent CO₂ brutes ou aux émissions de GES brutes. Un ajustement a été apporté aux données sur les émissions de SF₆ de 2019 à notre centrale de Sarnia qui sont passées de 2 000 à 90 tonnes d'équivalent CO₂ en raison d'écarts internes. Une variation relativement faible de la quantité de SF₆ elle-même modifie considérablement la quantité résultante d'équivalent CO₂ en raison du potentiel élevé de réchauffement planétaire de 22 800 tonnes d'équivalent CO₂.
7. L'intensité des émissions de GES est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la participation financière.
8. Les émissions atmosphériques sont calculées et déclarées par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des GES, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel énoncée dans le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise. Les émissions atmosphériques sont exprimées en tonnes, sauf en ce qui concerne les émissions de mercure, qui sont présentées en kilogrammes. Les émissions de particules fines comprennent des particules PM_{2.5} et PM₁₀. L'intensité des émissions atmosphériques est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la participation financière. Des ajustements historiques des données relatives aux émissions de particules et à l'intensité de ces émissions en 2020 ont été effectués pour refléter les régularisations liées à la poussière de route à notre installation de Highvale.
9. L'utilisation de l'eau est calculée et déclarée par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des émissions de GES, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel énoncée dans le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise. Pour mesurer le total d'eau consommée, on soustrait le déversement d'eau du nombre total de prélèvements d'eau. L'eau sert principalement au refroidissement de nos centrales thermiques. Les pertes par évaporation aux bassins et aux tours de refroidissement représentent la majeure partie des pertes d'eau. L'eau évaporée n'est pas retournée directement au plan d'eau, mais l'eau reste dans le cycle hydrologique. Les valeurs de prélèvement, de déversement et de consommation d'eau pour 2020 ont été ajustées pour refléter une nouvelle méthode d'arrondissement.
10. L'intensité de consommation d'eau est calculée en divisant la consommation d'eau opérationnelle totale (m³) par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la propriété financière. Des ajustements historiques mineurs des données de 2020 sur la consommation d'eau (se reporter à la note 9) ont entraîné des ajustements des données de 2020 sur l'intensité de consommation d'eau.

11. Des ajustements ont été apportés aux valeurs historiques de 2020 sur les déchets afin de refléter les volumes accumulés en 2020 après la réception de la version finale des manifestes relatifs aux déchets dans le cadre du projet de remise en état de la centrale de Mississauga. En conséquence, l'équivalent d'environ 23 000 tonnes de déchets provenant de Mississauga ont été ajoutées dans plusieurs catégories de déchets en 2020.
12. Les déchets non dangereux comprennent, sans toutefois s'y limiter, l'élimination des produits chimiques de traitement de l'eau, les déchets du charbon (y compris les sous-produits de la cendre), les métaux, le papier, le carton et les matériaux de construction. Nous mesurons et déclarons le poids total de tous les types de déchets produits et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site, par les transporteurs au point d'expédition ou de chargement (conformément aux documents d'expédition), par l'entrepreneur chargé de l'élimination des déchets au point d'élimination des déchets ou par les transporteurs, au point d'expédition ou de chargement, et les estimations techniques ou la connaissance des processus.
13. Élimination de cendres : mines renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production de charbon, qui sont traitées puis retournées à leur source de départ, la mine, pour être mises en décharge ou éliminées.
14. Élimination de cendres : bassins renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production de charbon à la centrale de Keephills, qui sont traitées puis transportées vers des bassins en vue de leur élimination.
15. En 2021, nous avons ajusté les volumes de déchets non dangereux recyclés (L) afin de refléter les volumes accumulés de la centrale de Sarnia.
16. Les déchets dangereux peuvent être nuisibles à l'homme, aux végétaux, aux animaux et à l'environnement, à court et à long terme, et TransAlta est tenue, dans tous ses territoires d'exploitation, de suivre des procédures appropriées pour la mise en décharge et le recyclage de ces matières. Nous mesurons et déclarons le poids total de tous les types de déchets produits et utilisons plusieurs méthodes de calcul, notamment la mesure directe de la quantité sur le site, par les transporteurs au point d'expédition ou de chargement (conformément aux documents d'expédition), par l'entrepreneur chargé de l'élimination des déchets au point d'élimination des déchets ou par les transporteurs, au point d'expédition ou de chargement, et les estimations techniques ou la connaissance des processus.
17. Les terrains utilisés dans des activités minières – perturbés se rapportent à l'empreinte active totale de nos activités d'exploitation minière, qui comprend les hectares cumulés de terres défrichées, de sols perturbés prêts à être remis en état, de sols placés et remis en état de façon permanente : i) perturbé signifie que le sol a été perturbé; ii) défriché signifie que la végétation a été enlevée et que les sols sont intacts; iii) remis en état signifie la remise en état de terrains perturbés à un état similaire à celui qui prévalait avant la mise en valeur, à un état propre à une autre utilisation économiquement rentable ou à un état d'habitat naturel ou semi-naturel. La remise en état des terrains désigne le rapport entre les terrains qui ont été remis en état de façon permanente ou temporaire et l'empreinte active totale de nos activités d'exploitation minières. La remise en état est présentée comme un nombre cumulatif; par conséquent, le nombre total d'hectares déclaré d'un exercice à l'autre peut augmenter selon que la remise en état a eu lieu ou qu'une nouvelle perturbation des zones précédemment remises en état a été requise. Le total des terrains utilisés correspond à l'empreinte active totale de toutes nos activités ou à la somme des terrains utilisés dans des activités minières et des terrains utilisés par des centrales, des bureaux et du matériel. Les calculs de l'utilisation des terrains ont été modifiés en 2021 pour inclure une plus grande partie des terrains utilisés par TransAlta, y compris tous les terrains environnants et les terrains loués à nos clients. Par conséquent, des ajustements mineurs ont été apportés aux données historiques de 2020 et 2019 pour les terrains utilisés par des installations, des bureaux et du matériel.
18. Les incidents environnementaux sont séparés en deux catégories : les incidents environnementaux importants (définis en interne) et les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation (en lien avec la norme GRI 307-1). Nous définissons les incidents environnementaux importants comme un incident qui a eu des répercussions sur l'environnement comportant une dégradation de faible ampleur de l'écosystème, réversible dans un délai d'un à trois ans, ou une mortalité de moins de 0,2 % d'une espèce donnée par rapport à la population globale. Notre définition interne des incidents environnementaux importants en 2020 et 2019 comprenait tous les incidents entraînant la mortalité d'une seule espèce répertoriée, comme le reflètent nos valeurs présentées en 2020 et 2019. Nous avons mis à jour notre définition interne afin de refléter ce que nous considérons comme une manière plus appropriée d'évaluer un événement environnemental important en ce qui a trait à la mortalité d'une espèce; la définition interne prend désormais en compte la mortalité au sein de l'espèce par rapport à la population totale de celle-ci. Nous définissons les incidents environnementaux de non-conformité à la réglementation comme étant des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la société qui donnent lieu à des mesures d'application, notamment des amendes ou des ordres de suspendre les travaux, et entraînent l'interruption de l'ensemble des activités de la centrale ou du site, mais qui n'ont pas eu de répercussions sur l'environnement. Par exemple, un problème technique touchant un système informatique de collecte de données en temps réel pourrait nous empêcher de nous conformer à la réglementation locale ou à notre système de gestion de l'environnement, sans toutefois avoir de conséquence directe pour l'environnement physique.
19. Les mesures d'application des lois environnementales sont des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la société qui donnent lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.
20. Les déversements se produisent généralement dans des zones à faible impact environnemental et sont presque toujours contenus et pleinement récupérés. Il est extrêmement rare que nous soyons confrontés à des déversements importants, qui auraient un impact négatif sur l'environnement et la Société.
21. TransAlta compte environ 420 employés syndiqués qui travaillent principalement dans ses unités opérationnelles.
22. Le roulement volontaire est aligné sur la méthodologie d'information sur le roulement volontaire des employés des Ressources humaines. Selon cette méthodologie, le roulement volontaire est un départ décidé par tout employé à plein temps et à temps partiel ou tout collaborateur externe, sauf un départ à la retraite. Les étudiants occupant un emploi d'été et les employés temporaires sont exclus du programme de roulement volontaire.
23. Les mesures d'application en matière de santé et de sécurité sont des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la Société qui ont donné lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.
24. Les blessures ayant entraîné un arrêt de travail sont des blessures qui ont obligé un employé à arrêter de travailler au-delà de la journée où il a subi la blessure.
25. Les blessures avec soins médicaux sont des blessures qui ont requis des soins médicaux plus sérieux que des premiers soins.

26. *Les blessures avec travail restreint sont des blessures qui empêchent le travailleur de s'acquitter de toutes les tâches normalement prévues qui lui ont été assignées.*
27. *Les heures d'exposition sont les heures totales travaillées par tous les employés de TransAlta et tous les employés de ses entrepreneurs et comprennent les employés à temps plein, à temps partiel, directs, contractuels, cadres, travailleurs, salariés, rémunérés à l'heure et saisonniers sur tous les sites, mais excluent les entrepreneurs principaux. Les heures d'exposition ont été arrondies au millier près.*
28. *Le taux de fréquence totale des accidents enregistrables mesure les blessures avec travail restreint, les blessures avec soins médicaux et les blessures ayant entraîné un arrêt de travail par 200 000 heures travaillées. En 2021, nous n'avons pas fait le suivi du taux de fréquence totale des blessures, qui recense toutes les blessures, y compris les premiers soins mineurs. Par conséquent, le rapport de gestion de 2021 comprend des informations sur le total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs et exclut les informations historiques sur le taux de fréquence totale des blessures, les premiers soins et le total des blessures parmi les employés et les employés d'entrepreneurs.*
29. *Totaux cumulatifs des dons et commandites dans l'année civile considérée. Le montant de ces investissements ne comprend pas les dons de nos employés.*

Rapport d'assurance du professionnel en exercice indépendant

Au conseil d'administration et à la direction de TransAlta Corporation («TransAlta»)

Portée de la mission d'EY

Nos services ont été retenus par TransAlta pour la mise en œuvre d'une «mission d'assurance limitée», telle que définie par les Normes internationales de missions d'assurance, ci-après la mission, sur des indicateurs de performance sélectionnés présentés dans l'annexe ci-jointe (collectivement les «éléments considérés») au 31 décembre 2021, comme présentés dans le rapport intégré annuel de TransAlta de 2021 (le «rapport»).

À l'exception de ce qui est décrit au paragraphe précédent énonçant la portée de notre mission d'assurance limitée, cette mission ne concerne pas toute autre information incluse dans le rapport ou liée à celui-ci et, par conséquent, nous n'exprimons pas de conclusion à l'égard de cette autre information.

Critères appliqués par TransAlta

Dans le cadre de la préparation des éléments considérés, TransAlta a appliqué les indications pertinentes contenues dans les normes du Sustainability Accounting Standards Board («SASB»), les normes d'information en matière de développement durable de la Global Reporting Initiative («GRI»), ainsi que des critères élaborés en interne, collectivement désignés aux présentes par les «critères». Les critères élaborés en interne ont été spécialement conçus pour la préparation du rapport. Par conséquent, l'information relative aux éléments considérés pourrait ne pas convenir à d'autres fins.

Responsabilités de TransAlta

La direction de TransAlta est responsable de la sélection des critères et de la présentation des éléments considérés conformément à ces critères, dans tous leurs aspects significatifs. Cette responsabilité comprend l'établissement et le maintien de contrôles internes, la tenue de dossiers adéquats et l'établissement d'estimations qui sont pertinentes à la préparation des éléments considérés, de sorte qu'ils soient exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilités d'EY

Notre responsabilité consiste à exprimer une conclusion sur la présentation des éléments considérés sur la base des éléments probants que nous avons obtenus.

Nous avons effectué notre mission conformément à la Norme internationale de missions d'assurance (ISAE) 3000, *Missions d'assurance autres que les audits ou examens limités d'informations financières historiques* et à la Norme internationale de missions d'assurance (ISAE) 3410, *Missions d'assurance relatives aux bilans des gaz à effet de serre*. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons notre mission de façon à obtenir l'assurance limitée que, dans tous leurs aspects significatifs, les éléments considérés sont présentés conformément aux critères, et que nous émettions un rapport. La nature, le calendrier, et la portée des procédures sélectionnées relèvent de notre jugement, y compris une évaluation du risque d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder nos conclusions d'assurance limitée.

Notre indépendance et notre contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux règles ou au code de déontologie pertinents applicables à l'exercice de l'expertise comptable et se rapportant aux missions de certification, qui sont publiés par les différents organismes professionnels comptables, lesquels reposent sur les principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence professionnelle, et de diligence, de confidentialité et de conduite professionnelle.

Le cabinet applique la Norme canadienne de contrôle qualité 1, *Contrôle qualité des cabinets réalisant des missions d'audit ou d'examen d'états financiers et d'autres missions de certification*, et, en conséquence, maintient un système de contrôle qualité exhaustif qui comprend des politiques et des procédures documentées en ce qui concerne la conformité aux règles de déontologie, aux normes professionnelles et aux exigences légales et réglementaires applicables.

Description des procédures mises en œuvre

Les procédures mises en œuvre dans une mission d'assurance limitée sont de nature différente et d'étendue moindre que celles mises en œuvre dans une mission d'assurance raisonnable, et elles suivent un calendrier différent. En conséquence, le niveau d'assurance obtenu dans une mission d'assurance limitée est beaucoup moins élevé que celui qui aurait été obtenu dans une mission d'assurance raisonnable. Nos procédures ont été conçues pour obtenir un niveau d'assurance limitée sur lequel fonder nos conclusions et ne fournissent pas tous les éléments probants qui seraient requis pour exprimer un niveau d'assurance raisonnable.

Bien que l'efficacité des contrôles internes mis en place par la direction ait été considérée pour déterminer la nature et l'étendue de nos procédures, notre mission d'assurance n'a pas été conçue pour fournir une assurance quant aux contrôles internes. Nos procédures n'ont pas compris le test des contrôles ou la mise en œuvre de procédures liées à la vérification de l'agrégation ou du calcul des données dans les systèmes informatiques.

Le processus de quantification des gaz à effet de serre (GES) est assujéti à une incertitude scientifique, qui découle du caractère incomplet des connaissances scientifiques sur la mesure des GES. En outre, les procédures relatives aux GES comportent une incertitude d'estimation (ou de mesure) résultant des processus de mesure et de calcul utilisés pour quantifier les émissions dans les limites des connaissances scientifiques existantes.

Une mission d'assurance limitée consiste à procéder à des demandes d'informations principalement auprès des personnes responsables de la préparation de l'information sur les éléments considérés, et à mettre en œuvre des procédures analytiques et d'autres procédures appropriées.

Nos procédures ont consisté notamment à :

- mener des entretiens avec les membres du personnel concernés afin d'acquérir une compréhension des processus de présentation de l'information et des contrôles internes;
- demander de l'information aux membres du personnel concernés qui sont responsables des éléments considérés et, le cas échéant, observer et inspecter les systèmes et les processus d'agrégation et de présentation des données conformément aux critères;
- apprécier l'exactitude des données au moyen de procédures analytiques et d'une réexécution limitée des calculs, le cas échéant;
- examiner la présentation et la communication de l'information sur les éléments considérés dans le rapport.

Nous avons également mis en œuvre d'autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances.

Limites inhérentes

Les informations non financières, comme les éléments considérés, font l'objet d'un plus grand nombre de limites inhérentes que les informations financières, compte tenu des caractéristiques plus qualitatives des éléments considérés et des méthodes utilisées pour établir ces informations. L'absence d'un organisme de premier plan dont la pratique est bien établie sur lequel s'appuyer permet de sélectionner des techniques d'évaluation différentes, mais acceptables, ce qui peut donner lieu à une évaluation qui diffère de manière importante et qui peut avoir une incidence sur la comparabilité des entités au fil du temps.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre et des éléments probants que nous avons obtenus, nous n'avons rien relevé qui nous porte à croire que les éléments considérés présentés dans le rapport pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 n'ont pas été préparés, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux critères.

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

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Le 23 février 2022
Calgary, Canada

Annexe

Notre mission d'assurance limitée a porté sur les éléments considérés suivants pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

| Indicateur de performance | Unité de mesure | Critères | Valeur |
|---|-----------------------------------|---|------------|
| Émissions de gaz à effet de serre | | | |
| Dioxyde de carbone | Tonnes d'éq. CO ₂ | SASB IF-EU-110a.1 | 12 421 000 |
| Méthane | Tonnes d'éq. CO ₂ | SASB IF-EU-110a.1 | 25 000 |
| Oxyde d'azote | Tonnes d'éq. CO ₂ | SASB IF-EU-110a.1 | 59 000 |
| Total des émissions de gaz à effet de serre | Tonnes d'éq. CO ₂ | SASB IF-EU-110a.1 | 12 506 000 |
| Intensité des émissions de gaz à effet de serre | Tonnes d'éq. CO ₂ /MWh | GRI 305-4 | 0,60 |
| Émissions atmosphériques | | | |
| Total des émissions de dioxyde de soufre | Tonnes | SASB IF-EU-120a.1 | 7 000 |
| Intensité des émissions de dioxyde de soufre | kg/MWh | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 0,34 |
| Total des émissions d'oxyde d'azote | Tonnes | SASB IF-EU-120a.1 | 15 000 |
| Intensité des émissions d'oxyde d'azote | kg/MWh | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 0,73 |
| Total des émissions de particules fines | Tonnes | SASB IF-EU-120a.1 | 790 |
| Intensité des émissions de particules fines | kg/MWh | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 0,04 |
| Total des émissions de mercure | kg | SASB IF-EU-120a.1 | 40 |
| Intensité des émissions de mercure | (mg/MWh) | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 1,93 |
| Gestion de l'eau | | | |
| Eau prélevée – toutes les sources | Millions de m ³ | SASB IF-EU-140a.1 | 240 |
| Déversement d'eau – toutes les sources | Millions de m ³ | SASB IF-EU-140a.1 | 210 |
| Consommation d'eau | Millions de m ³ | SASB IF-EU-140a.1 | 30 |
| Intensité de la consommation d'eau | m ³ /MWh | SASB IF-EU-140a.1 | 1,52 |
| Gestion des déchets | | | |
| Non dangereux | | | |
| Décharges | Tonnes | GRI 306-2 | 1 000 |
| Décharges | Litres | GRI 306-2 | 47 000 |
| Élimination de cendres : mines | Tonnes | GRI 306-2 | 232 000 |
| Élimination de cendres : bassins | Tonnes | GRI 306-2 | 44 000 |
| Recyclés | Tonnes | GRI 306-2 | 4 000 |
| Recyclés | Litres | GRI 306-2 | 1 788 000 |
| Réutilisés | Tonnes | GRI 306-2 | 176 000 |
| Stockés | Tonnes | GRI 306-2 | 31 000 |
| Dangereux | | | |
| Décharges | Tonnes | GRI 306-2 | 200 |
| Décharges | Litres | GRI 306-2 | 24 000 |
| Recyclés | Tonnes | GRI 306-2 | 0 |
| Recyclés | Litres | GRI 306-2 | 22 837 000 |

| Indicateur de performance | Unité de mesure | Critères | Valeur |
|--|-------------------------|--|--------|
| Utilisation et remise en état des terrains | | | |
| Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés | Hectares cumulés | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 12 600 |
| Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état | Hectares cumulés | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 4 800 |
| Remise en état de terrains utilisés dans des activités minières | % de terrains perturbés | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 38 |
| Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état | Hectares | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 7 700 |
| Terrains utilisés par des installations, des bureaux et du matériel | Hectares | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 5 000 |
| Total des terrains utilisés | Hectares cumulés | Critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 12 700 |
| Incidents environnementaux | | | |
| Total des incidents environnementaux importants | Nombre | GRI 307-1 et critères élaborés en interne tels que décrits dans les notes de bas de page des indicateurs de performance en matière de développement durable. | 2 |
| Santé et sécurité | | | |
| Décès parmi les employés et les employés d'entrepreneurs | Nombre | SASB IF-EU-320a.1 | 0 |
| Blessures avec arrêt de travail | Nombre | SASB IF-EU-320a.1 | 3 |
| Blessures avec soins médicaux | Nombre | SASB IF-EU-320a.1 | 9 |
| Blessures avec travail restreint | Nombre | SASB IF-EU-320a.1 | 5 |
| Total des blessures enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs | Nombre | SASB IF-EU-320a.1 | 17 |
| Taux de fréquence totale des accidents enregistrables parmi les employés et les employés d'entrepreneurs | Taux | SASB IF-EU-320a.1 | 0,82 |

Information pour les actionnaires

Services spéciaux pour les actionnaires inscrits

| Service | Description |
|---|---|
| Dépôt direct des dividendes | Dépôt automatique des dividendes dans votre compte bancaire |
| Consolidation des comptes | Élimination d'envois superflus et coûteux au moyen de la consolidation des comptes |
| Changement d'adresse et transfert d'actions | Envoi des relevés d'impôt et des dividendes sans les retards occasionnés par un changement d'adresse ou un transfert de propriété |

Division et consolidation des actions

| Date | Événements |
|------------------------------|--|
| 8 mai 1980 | Division |
| 1 ^{er} février 1988 | Division ¹ |
| 31 décembre 1992 | Réorganisation – Les actions de TransAlta Utilities ont été échangées contre des actions de TransAlta Corporation ² à raison de 1 pour 1. |

La valeur à la date d'évaluation des actions ordinaires détenues au 31 décembre 1971, ajustée compte tenu de la division des actions, est de 4,54 \$ l'action.

1) Le prix de base ajusté des actions détenues au 31 janvier 1988 a été réduit de 0,75 \$ l'action par suite de la division des actions le 1^{er} février 1988.

2) TransAlta Utilities Corporation est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation par suite de cette réorganisation.

Déclaration de dividendes sur actions ordinaires

Les dividendes sont versés trimestriellement selon la décision du conseil d'administration. Les dividendes sur nos actions ordinaires sont versés au gré du conseil d'administration. Pour fixer le taux de versement et le niveau du dividende futur, le conseil d'administration tient compte de notre rendement financier, des résultats de nos activités d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins quant au financement de nos activités poursuivies et de notre croissance en fonction du remboursement de capital aux actionnaires. Le conseil d'administration continue de mettre l'accent sur l'obtention d'un résultat soutenu et sur la croissance des flux de trésorerie.

Dividendes déclarés sur actions ordinaires en 2021

| Date de versement | Date de référence | Date ex-dividende | Dividende |
|-----------------------------|----------------------------|-------------------|-----------|
| 1 ^{er} avr. 2021 | 1 ^{er} mars 2021 | 26 févr. 2021 | 0,045 \$ |
| 1 ^{er} juill. 2021 | 1 ^{er} juin 2021 | 28 mai 2021 | 0,045 \$ |
| 1 ^{er} oct. 2021 | 1 ^{er} sept. 2021 | 31 août 2021 | 0,045 \$ |
| 1 ^{er} janv. 2022 | 1 ^{er} déc. 2021 | 30 nov. 2021 | 0,050 \$ |
| 1 ^{er} avr. 2022 | 1 ^{er} mars 2022 | 28 févr. 2021 | 0,050 \$ |

Questions liées à la comptabilité ou à l'audit

TransAlta a adopté une procédure permettant aux employés, aux actionnaires ou à d'autres parties de transmettre de façon anonyme et confidentielle au comité d'audit, des finances et des risques du conseil d'administration des préoccupations ou plaintes se rapportant à la comptabilité ou à d'autres questions. Ces questions peuvent être transmises au comité d'audit et des risques par l'intermédiaire du chef de la direction des finances et de la chef des services juridiques et des affaires externes et réglementaires de la Société.

Déclaration de dividendes sur actions privilégiées

Série A : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 0,71924 \$ par action pour la période allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 31 mars 2026, exclusivement.

Série B : Les dividendes en espèces variables cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration pour la période allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 31 mars 2026, exclusivement.

Série C : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,01 \$ par action pour la période allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement.

Série E : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,30 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement.

Série G : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,247 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2019, inclusivement, au 30 septembre 2024, exclusivement.

Dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2021

Série A

| Date de versement | Date de référence | Date ex-dividende | Dividende |
|-------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| 31 mars 2021 | 1 ^{er} mars 2021 | 26 févr. 2021 | 0,16931 \$ |
| 30 juin 2021 | 1 ^{er} juin 2021 | 31 mai 2021 | 0,17981 \$ |
| 30 sept. 2021 | 1 ^{er} sept. 2021 | 31 août 2021 | 0,17981 \$ |
| 31 déc. 2021 | 1 ^{er} déc. 2021 | 30 nov. 2021 | 0,17981 \$ |
| 31 mars 2022 | 1 ^{er} mars 2022 | 28 févr. 2022 | 0,17981 \$ |

Série B

| Date de versement | Date de référence | Date ex-dividende | Dividende |
|-------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| 31 mars 2021 | 1 ^{er} mars 2021 | 26 févr. 2021 | 0,13186 \$ |
| 30 juin 2021 | 1 ^{er} juin 2021 | 31 mai 2021 | 0,13108 \$ |
| 30 sept. 2021 | 1 ^{er} sept. 2021 | 31 août 2021 | 0,13479 \$ |
| 31 déc. 2021 | 1 ^{er} déc. 2021 | 30 nov. 2021 | 0,13970 \$ |
| 31 mars 2022 | 1 ^{er} mars 2022 | 28 févr. 2022 | 0,13309 \$ |

Série C

| Date de versement | Date de référence | Date ex-dividende | Dividende |
|-------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| 31 mars 2021 | 1 ^{er} mars 2021 | 26 févr. 2021 | 0,25169 \$ |
| 30 juin 2021 | 1 ^{er} juin 2021 | 31 mai 2021 | 0,25169 \$ |
| 30 sept. 2021 | 1 ^{er} sept. 2021 | 31 août 2021 | 0,25169 \$ |
| 31 déc. 2021 | 1 ^{er} déc. 2021 | 30 nov. 2021 | 0,25169 \$ |
| 31 mars 2022 | 1 ^{er} mars 2022 | 28 févr. 2022 | 0,25169 \$ |

Série E

| Date de versement | Date de référence | Date ex-dividende | Dividende |
|-------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| 31 mars 2021 | 1 ^{er} mars 2021 | 26 févr. 2021 | 0,32463 \$ |
| 30 juin 2021 | 1 ^{er} juin 2021 | 31 mai 2021 | 0,32463 \$ |
| 30 sept. 2021 | 1 ^{er} sept. 2021 | 31 août 2021 | 0,32463 \$ |
| 31 déc. 2021 | 1 ^{er} déc. 2021 | 30 nov. 2021 | 0,32463 \$ |
| 31 mars 2022 | 1 ^{er} mars 2022 | 28 févr. 2022 | 0,32463 \$ |

Série G

| Date de versement | Date de référence | Date ex-dividende | Dividende |
|-------------------|----------------------------|-------------------|------------|
| 31 mars 2021 | 1 ^{er} mars 2021 | 26 févr. 2021 | 0,31175 \$ |
| 30 juin 2021 | 1 ^{er} juin 2021 | 31 mai 2021 | 0,31175 \$ |
| 30 sept. 2021 | 1 ^{er} sept. 2021 | 31 août 2021 | 0,31175 \$ |
| 31 déc. 2021 | 1 ^{er} déc. 2021 | 30 nov. 2021 | 0,31175 \$ |
| 31 mars 2022 | 1 ^{er} mars 2022 | 28 févr. 2022 | 0,31175 \$ |

Les dividendes sont versés le dernier jour du mois de mars, de juin, de septembre et de décembre. Lorsque la date de versement d'un dividende tombe une fin de semaine ou un jour férié, le versement est reporté au jour ouvrable suivant. Seuls les versements de dividendes qui ont été approuvés par le conseil d'administration sont indiqués dans ce tableau. Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de série I, qui sont détenues par un membre du groupe Brookfield Renewable Partners.

Droits de vote

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à un vote par action ordinaire détenue.

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires se tiendra en format virtuel uniquement à 10 h 30, heure de Calgary, le jeudi 28 avril 2022.

Agent des transferts

Société de fiducie Computershare du Canada
Suite 800, 324 - 8th Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 2Z2

Téléphone

Amérique du Nord :
1.800.564.6253 (sans frais)
En dehors de l'Amérique du Nord :
514.982.7555

Télécopieur

Amérique du Nord :
1.888.453.0330 (sans frais)
En dehors de l'Amérique du Nord :
403.267.6529

Site Web :

www.investorcentre.com

Bourses

Bourse de Toronto (TSX)
New York Stock Exchange (NYSE)

Symboles boursiers

Actions ordinaires de TransAlta Corporation : TSX : TA; NYSE : TAC
Actions privilégiées de TransAlta Corporation : TSX : TA.PR.D, TA.PR.E,
TA.PR.F, TA.PR.H, TA.PR.J

Renseignements supplémentaires

Les demandes peuvent être adressées à :

Relations avec les investisseurs

TransAlta Corporation
110 - 12th Avenue SW
P.O. Box 1900, Station "M"
Calgary, Alberta T2P 2M1

Téléphone

Amérique du Nord :
1.800.387.3598 (sans frais)
Calgary ou en dehors de l'Amérique du Nord :
403.267.2520

Courriel

investor_relations@transalta.com

Télécopieur

403.267.7405

Site Web

www.transalta.com

Faits saillants pour les actionnaires

Rendement total pour les actionnaires sur dix ans par rapport à l'indice composé S&P/TSX

Exercices clos les 31 décembre (\$)

| | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| TransAlta | 100 | 97 | 80 | 41 | 63 | 65 | 50 | 84 | 89 | 132 |
| S&P/TSX | 100 | 113 | 125 | 115 | 139 | 151 | 138 | 169 | 179 | 224 |

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2012 à la valeur du placement aujourd'hui, en supposant le réinvestissement de tous les dividendes.

Source : FactSet

Variation du cours et valeur marchande par rapport à la valeur comptable sur dix ans

Exercices clos les 31 décembre (\$ par action)

| | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|------------------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Valeur marchande | 15,12 | 13,48 | 10,52 | 4,91 | 7,43 | 7,45 | 5,59 | 9,28 | 9,67 | 14,05 |
| Valeur comptable | 8,78 | 7,92 | 8,52 | 8,52 | 8,92 | 8,28 | 7,16 | 7,14 | 5,13 | 2,37 |

Les données sont pour 2012 et les exercices subséquents.

Sources : FactSet et TransAlta

Variation mensuelle du volume et du cours

2021

| | Janv. | Févr. | Mars | Avr. | Mai | Juin | Juill. | Août | Sept. | Oct. | Nov. | Déc. |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Volume (en millions) | 19 | 15 | 20 | 7 | 12 | 13 | 11 | 11 | 12 | 11 | 9 | 8 |
| Cours de clôture à la TSX (\$ par action) | 11,22 | 11,12 | 11,90 | 12,08 | 10,93 | 12,35 | 13,01 | 12,36 | 13,38 | 13,88 | 12,99 | 14,05 |

Source : FactSet

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)

| | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|-----|--------|-------|-----|-------|-----|--------|--------|-----|--------|---------|
| RCP | (25,9) | (3,2) | 6,3 | (1,2) | 5,4 | (10,0) | (15,8) | 3,3 | (30,3) | (116,6) |

Source : TransAlta

Renseignements sur la Société

Gouvernance d'entreprise : Différences au titre des informations à fournir – Bourse de New York

Les lignes directrices en matière de gouvernance d'entreprise, la charte du conseil, les chartes des comités, les descriptions de poste pour le président du conseil et la présidente et chef de la direction, et les codes de conduite et d'éthique de TransAlta peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. Un résumé des principales différences entre les pratiques de gouvernance d'entreprise de TransAlta et celles requises pour les sociétés américaines selon les normes d'inscription à la Bourse de New York peut également être consulté sur notre site Web. À l'heure actuelle, il n'y a aucune différence importante entre nos pratiques de gouvernance d'entreprise et celles dont l'application est exigée par la Bourse de New York.

Ligne d'aide en matière d'éthique

Le conseil d'administration a mis en place pour les employés, sous-traitants, entrepreneurs, actionnaires et autres parties intéressées un portail Internet, une adresse courriel et un numéro de téléphone sans frais permettant de signaler de façon anonyme et confidentielle des irrégularités comptables, des manquements à l'éthique ou toute autre question qu'ils souhaitent porter à l'attention du conseil.

Le numéro de la ligne d'aide en matière d'éthique est le **1.855.374.3801** (États-Unis/Canada) et le **1.800.40.5308** (Australie)

Portail Internet : transalta.com/ethics-helpline

Courriel : ethics_helpline@transalta.com

Toute communication au conseil d'administration peut également être transmise à l'adresse suivante : corporate_secretary@transalta.com

Membres de la haute direction de TransAlta

John Kousinioris

Président et chef de la direction

Todd Stack

Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances
Président de TransAlta Renewables Inc.

Jane Fedoretz

Première vice-présidente, Gens, talents et
transformation

Shasta Kadonaga

Vice-présidente à la direction, Services partagés

Kerry O'Reilly Wilks

Première vice-présidente, Services juridiques et
commerciaux, et affaires externes

Michael Novelli

Premier vice-président, Production

Aron Willis

Premier vice-président, Croissance

Blain van Melle

Premier vice-président, Activités en Alberta

Michelle Cameron

Vice-présidente et contrôleur de la Société

Brent Ward

Vice-président à la direction, F&A, stratégie et
trésorier et chef de la direction des finances de
TransAlta Renewables Inc.

Scott Jeffers

Vice-président et secrétaire de la Société

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TA Alberta Hydro LP, filiale en propriété exclusive. Ces actifs sont situés en Alberta et comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

Alberta Electric System Operator (AESO)

Alberta Electric System Operator; société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

AUC

Alberta Utilities Commission

Balancing Pool

Le Balancing Pool a été créé en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et le *Balancing Pool Regulation*. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

Capacité

Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Capacité marchande

Terme utilisé pour décrire les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

Cas de force majeure

Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

CER

Crédits d'énergie renouvelable. Tous les droits, titres, participations et avantages se rapportant à un crédit, à un droit de réduction, à un droit de compensation, à un droit de polluer attribué, à un quota d'émissions, à une caractéristique renouvelable ou à d'autres droits exclusifs ou contractuels, qu'ils soient ou non négociables, qui découlent d'un déplacement ou d'une réduction réel ou présumé des émissions ou d'une autre caractéristique environnementale associées à la production de 1 MWh d'énergie électrique dans une centrale utilisant une technologie d'énergie renouvelable accréditée.

Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ)

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

Consommation spécifique de chaleur

Mesure de conversion, exprimée en unité thermique britannique/mégawattheure, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

Contrat d'achat d'électricité en Alberta (CAÉ en Alberta)

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI)

Désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose ou soumet 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 assurer à la Société que l'information qu'elle doit communiquer dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

CRE

Crédits de rendement en matière d'émissions

Cycle combiné

Technologie de production d'électricité selon laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur rejetée est acheminée vers une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur dans la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues (24 heures sur 24, 365 jours par année) pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

Flux de trésorerie disponibles

Montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

Fonds provenant des activités d'exploitation

Désignent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la Société, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gazoduc Pioneer

Le gazoduc Pioneer est détenu et exploité conjointement par TransAlta et Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.

Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»). Un GJ est également égal à 277,8 kilowattheures.

Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

Global Reporting Initiative (GRI)

Normes de développement durable les plus largement utilisées dans le monde. Organisation internationale indépendante qui aide les entreprises et autres organisations à assumer la responsabilité de leurs impacts, en leur proposant un langage commun mondial pour communiquer ces impacts.

Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques («GIFCC»)

Créé pour recueillir de l'information cohérente, utile à la prise de décision et prospective sur les incidences financières importantes sur les risques et possibilités liés au climat, y compris de l'information sur la transition mondiale vers une économie à faibles émissions de carbone. Information adoptée par toutes les organisations ayant une dette publique ou des capitaux propres dans les pays du G20 pour être utilisée dans les principaux documents financiers.

IFRS

Normes internationales d'information financière

Indemnités de résiliation de CAÉ

Le Balancing Pool a résilié les contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance et, par conséquent, a versé à TransAlta une indemnité de 157 millions de dollars au premier trimestre de 2018 ainsi qu'une indemnité supplémentaire de 56 millions de dollars (plus la TPS et les intérêts) reçue dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture ».

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Marge électricité-combustible

Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par mégawatt.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts pendant une heure.

Objectifs de développement durable de l'Organisation des Nations Unies (ODD des Nations Unies)

Les objectifs de développement durable constituent le plan directeur pour parvenir à un avenir meilleur et plus durable pour tous. Ils répondent aux défis mondiaux auxquels nous sommes confrontés, notamment la pauvreté, l'inégalité, le changement climatique, la dégradation de l'environnement, la paix et la justice.

OPRA

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

Réduction de la capacité nominale

Diminution de la capacité électrique nominale d'une centrale ou d'une unité.

Révision générale

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Services auxiliaires

En vertu de la loi intitulée *Electric Utilities Act*, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour faire en sorte que le réseau électrique interconnecté soit exploité de manière à fournir un niveau de service satisfaisant grâce à des niveaux de tension et de fréquence acceptables.

Sustainability Accounting Standards Board (SASB)

Met en relation les entreprises et les investisseurs sur les incidences financières du développement durable. Les normes du SASB définissent le sous-ensemble des questions ESG les plus pertinentes pour la performance financière dans chacun des 77 secteurs visés.

Systèmes de gestion de l'environnement

Ensemble de processus et de pratiques permettant à une organisation de réduire ses impacts sur l'environnement et d'accroître son efficacité opérationnelle.

Taux de fréquence totale des accidents enregistrables

Mesure assurant le suivi du nombre de blessures plus graves et ne tient pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées.

Taux de fréquence totale des blessures

Mesure de sécurité assurant le suivi du nombre total de blessures, y compris les premiers soins mineurs, par rapport aux heures d'exposition travaillées.

Taxe sur le carbone

Fixe le prix du carbone par tonne de GES émise relativement aux carburants de transport, au mazout de chauffage et autres sources d'émission plus minimes.

Turbine

Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

Unité génératrice de trésorerie (UGT)

Une unité génératrice de trésorerie 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.

Valeur à risque (VaR)

Mesure visant à gérer l'exposition au risque de marché au titre des activités de gestion des risques liés aux produits de base.

Par respect pour l'environnement, veuillez communiquer avec votre institution financière si vous recevez en double des exemplaires du présent rapport annuel par la poste. Le logo TransAlta et le mot-symbole TransAlta sont des marques de commerce de TransAlta Corporation.

Le présent rapport a été imprimé au Canada. Le papier, les papeteries et l'imprimeur ont tous obtenu une certification du Forest Stewardship Council, organisme international dont l'objectif est de promouvoir une gestion écologique et socialement responsable des forêts du monde.

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue SW

Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta

Canada T2P 2M1

403.267.7110

www.transalta.com