



TransAlta Corporation

Rapport de gestion

31 décembre 2019

Rapport de gestion

Table des matières

Énoncés prospectifs	RG2	Forces concurrentielles	RG58
Modèle d'affaires	RG5	Capital du portefeuille de production d'électricité	RG61
Stratégie de l'entreprise	RG6	Autre analyse consolidée	RG62
Faits saillants	RG12	Méthodes et estimations comptables critiques	RG67
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG15	Modifications comptables	RG75
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	RG19	Instruments financiers	RG76
Analyse des résultats financiers consolidés	RG20	Questions environnementales, sociales et de gouvernance	RG78
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	RG24	Capital humain	RG79
Quatrième trimestre	RG38	Capital relationnel et social	RG82
Analyse des résultats financiers consolidés du quatrième trimestre	RG40	Capital naturel	RG89
Principales informations trimestrielles	RG43	Capital intellectuel	RG102
Principaux ratios financiers	RG44	Performance en matière de développement durable de 2019	RG105
Situation financière	RG48	Objectifs de performance en matière de développement durable de 2020	RG108
Flux de trésorerie	RG49	Gouvernance et gestion du risque	RG111
Capital financier	RG50	Contrôles et procédures de communication de l'information	RG124
Perspectives financières pour 2020	RG55		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2019 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2020 pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. 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 2019. 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 3 mars 2020. 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, les énoncés ayant trait aux aspects suivants : notre rendement d'exploitation et la transition vers la production d'énergie propre, y compris notre objectif d'éliminer la production à partir du charbon d'ici la fin de 2025; le plan d'investissement dans l'énergie propre et les avantages qui en découlent; la transition vers une énergie propre à 100 % d'ici 2025; la source de financement du plan d'investissement dans l'énergie propre; nos stratégies de transformation, de croissance, de répartition du capital et de réduction de la dette; les possibilités de croissance de 2020 à 2031 et au-delà; notre potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables et dans les actifs sur place et de cogénération, y compris la demande y afférente et les acquisitions de nouveaux projets d'aménagement; le montant des capitaux affectés à de nouveaux projets de croissance ou de mise en valeur et le financement qui s'y rapporte; notre rendement financier futur attendu et nos résultats anticipés, y compris nos perspectives et nos objectifs de rendement; nos attentes que la deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement fait par Brookfield Renewable Partners et les membres de son groupe («Brookfield») soit conclue en octobre 2020; les avantages de l'investissement de Brookfield, y compris en ce qui a trait à la réussite prévue de la mise en œuvre de nos projets de croissance, notamment la croissance de notre présence sur le marché des énergies renouvelables aux États-Unis et la progression nos activités de production sur place et de cogénération; le calendrier et la réalisation de projets de croissance et de mise en valeur, et les coûts y afférents; nos dépenses estimatives au titre des projets de croissance et liées au maintien du capital et à la productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; la conversion au gaz naturel de nos centrales alimentées au charbon ou leur rééquipement, et le calendrier et les coûts des travaux; les attentes quant aux avantages liés aux conversions et au rééquipement; les modalités de tout autre programme de rachat d'actions proposé, y compris le calendrier et le nombre d'actions devant être rachetées aux termes de l'offre et son acceptation par la Bourse de Toronto («TSX»); la mise à l'arrêt de certaines unités; l'incidence de certaines couvertures sur les résultats futurs, les résultats et les flux de trésorerie; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes relatives à la demande d'électricité, y compris pour l'énergie propre, à court et à long terme, et l'incidence qui en découle sur les prix de l'électricité; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel et d'autres combustibles sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; les attentes concernant le rôle que les différentes sources d'énergie joueront dans la satisfaction des besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, ainsi que le coût lié au respect des règlements et lois qui en découleront; nos stratégies de commercialisation et de négociation et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs, et le caractère adéquat des provisions pour impôts; des modifications dans les estimations comptables et les conventions comptables; l'atténuation des risques et son efficacité, y compris relativement au risque lié aux changements climatiques, à la gestion environnementale, à la cybersécurité, aux prix des produits de base et à l'approvisionnement en combustible; les taux de croissance et la concurrence prévus sur nos marchés; nos attentes et obligations et nos responsabilités anticipées relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; y compris le litige avec Fortescue Metals Group Ltd. concernant la centrale de South Hedland et la procédure entamée par Mangrove (défini ci-après) relativement à l'investissement de Brookfield, tous deux examinés plus en détail ci-dessous; la capacité d'atteindre les objectifs d'ESG (défini ci-après) pour 2020; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers selon des modalités raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain et à d'autres monnaies étrangères dans lesquelles nous exerçons nos activités; la surveillance de notre exposition au risque d'illiquidité; les attentes à l'égard de l'environnement économique mondial et la surveillance croissante par les investisseurs du rendement en matière de développement durable; et nos pratiques de crédit.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : aucune modification importante aux lois et règlements applicables, y compris les modifications fiscales et réglementaires dans les marchés où nous exerçons nos activités; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit; le prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 53 \$ et 63 \$ le mégawattheure («MWh») en 2020; le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 25 \$ US et 35 \$ US le MWh en 2020; les dépenses d'investissement de maintien variant entre 170 millions de dollars et 200 millions de dollars en 2020; les dépenses d'investissement liées à la productivité se situant entre 10 millions de dollars et 15 millions de dollars; les taux d'actualisation; notre pourcentage de participation dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; le prolongement de la durée d'utilité prévue des centrales alimentées au charbon et les résultats financiers anticipés générés par la conversion ou le rééquipement; les hypothèses relatives à la capacité des unités converties à être concurrentielles sur le marché de l'énergie de l'Alberta; et les hypothèses à l'égard de notre stratégie et de nos priorités actuelles, notamment nos priorités actuelles relatives à la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, à la croissance des activités de TransAlta Renewables et à notre aptitude à réaliser tous les avantages économiques découlant de la capacité, de l'énergie et des services auxiliaires de nos actifs hydroélectriques en Alberta à l'expiration du contrat d'achat d'électricité («CAÉ») applicable; notre capacité à nous défendre contre les réclamations alléguées par Mangrove, dont il est question plus loin; la deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield se concluant comme prévu en octobre 2020; l'investissement de Brookfield et les arrangements connexes avec TransAlta ayant les avantages escomptés pour la Société; et la hausse du BAIIA ajusté prévue pour nos actifs hydroélectriques en Alberta sous réserve de la réalisation de l'investissement de Brookfield.

Les énoncés prospectifs sont assujettis à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses 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, sans toutefois s'y limiter, les risques concernant : les fluctuations des prix du marché; 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; l'évolution de la conjoncture économique ou des conditions de marché, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques et d'autres risques liés au climat; les hausses imprévues des coûts de structure; les interruptions des sources de combustibles, y compris le gaz naturel nécessaire aux conversions et au rééquipement, ainsi que l'importance des ressources hydrauliques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; les catastrophes naturelles et les catastrophes causées par l'homme, y compris celles entraînant la rupture de barrages; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pandémies ou les épidémies et leur éventuelle incidence sur la chaîne d'approvisionnement; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun, voire pas du tout; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; la nécessité de faire appel à certains groupes d'intervenants et à des tiers ou de s'appuyer sur eux; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et la disponibilité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; l'évolution du crédit et des conditions du marché; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété 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 ou dans la conclusion d'acquisitions; une hausse des coûts ou des retards dans la construction ou la mise en service de gazoducs à des unités converties; des changements dans les attentes en matière de paiement de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; les baisses des notes de crédit; notre provision pour impôts sur le bénéficiaire; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société, y compris en ce qui a trait à l'établissement de l'exploitation commerciale à la centrale de South Hedland et en lien avec l'investissement de Brookfield; le recours à 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 2019.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs et de ne pas s'y fier indûment puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes. 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. 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.

Modèle d'affaires

Nos activités

Nous sommes l'une des sociétés de production d'électricité cotées en Bourse les plus importantes au Canada et comptons plus de 108 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement, représentant 8 385 MW¹ de capacité, et recourons à un large éventail de combustibles, dont le charbon, le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Nos activités de commercialisation de l'énergie maximisent les marges en obtenant et en optimisant des produits et des marchés de grande valeur pour nous et nos clients dans des conditions de marché dynamiques.

Vision et valeurs

Notre vision est d'être un chef de file dans la production d'électricité propre pour nous assurer à tous un avenir durable. Nous utilisons notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles pour tirer parti des occasions qui se présentent sur nos principaux marchés et croître dans les secteurs où nos avantages concurrentiels peuvent être utilisés. Nos valeurs se fondent sur la sécurité, l'innovation, le développement durable, l'intégrité et le respect qui créent une culture d'entreprise solide permettant à nos gens de travailler tous ensemble à la poursuite d'objectifs communs. Ces valeurs sont au centre de notre réussite.

Stratégie pour la création de valeur

Nous avons comme objectifs de créer de la valeur pour les actionnaires en obtenant de solides rendements grâce à une combinaison de rendement des actions et de croissance disciplinée des flux de trésorerie par action. Nous visons un profil de risque de faible à modéré à long terme tout en assurant une juste répartition du capital et en maintenant une solidité financière pour permettre une certaine souplesse financière. La croissance de nos flux de trésorerie sectoriels découle de l'optimisation et de la diversification de nos actifs existants et de l'expansion de notre portefeuille global et de notre présence au Canada, aux États-Unis d'Amérique («États-Unis») et en Australie. Nous nous concentrons sur ces territoires, car notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles créent un avantage concurrentiel dont nous pouvons tirer parti pour saisir des occasions d'expansion dans ces importants marchés et créer de la valeur pour nos actionnaires.

Incidences importantes sur le développement durable

Le développement durable consiste à s'assurer que nos rendements financiers tiennent compte des répercussions économiques et environnementales à long terme et des besoins de la société et de la collectivité. Le présent rapport de gestion intègre la présentation de notre information financière et de notre performance en matière de développement durable qui englobe les questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»). Les principaux éléments de l'information en matière de développement durable se fondent sur notre évaluation de l'importance relative du développement durable. Afin d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les ESG influent sur nos activités, nous avons eu recours aux directives des commissions provinciales des valeurs mobilières, au Global Reporting Index, au Sustainability Accounting Standards Board et au Groupe de travail sur l'information financière relative au changement climatique. Notre contenu est fondé sur les recommandations relatives aux capitaux non traditionnels de l'International Integrated Reporting Framework. De plus, nous faisons le suivi du rendement de 80 indicateurs clés du rendement («ICR») liés au développement durable et avons obtenu un rapport d'assurance limitée sur les ICR importants d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

1) Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle et représentent la base de consolidation des actifs sous-jacents.

Stratégie de l'entreprise

Notre objectif stratégique est d'investir de manière disciplinée dans diverses technologies axées sur les énergies propres et renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie solaire, les batteries et les centrales thermiques (au gaz naturel et de cogénération) qui produisent de l'électricité pour les clients industriels et les collectivités afin d'offrir un rendement à nos actionnaires.

Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion de nos centrales alimentées au charbon existantes en Alberta en centrales alimentées au gaz naturel et l'avancement de notre position de chef de file dans les domaines de la production décentralisée et des énergies renouvelables. Le plan d'investissement dans l'énergie propre contenait plus d'information sur des initiatives précédemment soulignées que TransAlta poursuit depuis le début de 2017. Dans le cadre de ce plan, TransAlta cherche actuellement à exploiter de nouvelles possibilités dont la valeur oscille entre 1,8 milliard de dollars et 2,0 milliards de dollars, dont des projets d'énergie renouvelable d'une valeur d'environ 800 millions de dollars soit récemment achevés, soit déjà en cours de construction. La mise en œuvre et l'exécution du plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta, y compris l'accélération de certaines caractéristiques de ce plan, sont en grande partie facilitées par l'investissement stratégique de 750 millions de dollars de Brookfield que nous avons annoncé en mars 2019 en réponse aux commentaires reçus de nos actionnaires au cours de longues consultations qui se sont tenues en 2018 et 2019. La première tranche de 350 millions de dollars de l'investissement de Brookfield a été conclue en mai 2019 et a permis d'accélérer notre plan de conversion du charbon au gaz, dont il est question ci-dessous. La deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield, dont la conclusion est prévue en octobre 2020, contribuera à l'avancement et à la mise en œuvre du reste de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, y compris pour soutenir notre croissance prévue dans le secteur des énergies renouvelables, tout en aidant la Société à maintenir un bilan solide et une flexibilité financière pour réaliser les autres éléments clés de notre stratégie présentés ci-dessous. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Le 16 janvier 2020, TransAlta a annoncé des objectifs à court terme qui viennent appuyer davantage le plan d'investissement dans l'énergie propre. En outre, nous avons annoncé nos objectifs en matière de développement durable pour 2020. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique «Objectifs de performance en matière de développement durable pour 2020» du présent rapport de gestion.

Nos priorités stratégiques sont axées sur les résultats suivants :

1. Réaliser avec succès la conversion au gaz de nos centrales au charbon

Dans le cadre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, nous sommes en voie de convertir au gaz naturel nos centrales thermiques en Alberta. Nous comptons investir entre 800 millions de dollars et 1,0 milliard de dollars dans la conversion ou le rééquipement de nos centrales thermiques en Alberta au gaz naturel. Cela permettra de transformer nos centrales en centrales au gaz plus propres et de renforcer notre position de leader dans la production sur place tout en générant des rendements intéressants en tirant parti de l'infrastructure existante de la Société.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta prévoit la conversion au gaz, en 2020 et 2021, de trois de nos centrales thermiques existantes en Alberta en remplaçant leurs brûleurs à charbon actuels par des brûleurs au gaz naturel. On estime entre 30 millions de dollars et 35 millions de dollars le coût de conversion de chaque unité.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre prévoit également l'obtention de permis pour le rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance et à l'unité 1 de la centrale de Keephills par l'installation d'une ou de plusieurs turbines à combustion et de générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Les unités rééquipées devraient nécessiter un investissement en immobilisation 40 % moins élevé que pour une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire. Le plan d'investissement dans l'énergie propre suppose qu'il n'y a aucun retard, qui pourrait découler de contraintes réglementaires ou autres, dans l'obtention des provisions de gaz naturel nécessaires.

Les faits saillants de ces investissements dans la conversion au gaz sont les suivants :

- Positionnement du portefeuille de TransAlta en tant que producteur à faible coût dans le marché axé uniquement sur l'énergie en Alberta
- Réalisation de rendements attrayants en tirant parti des infrastructures existantes de la Société
- Prolongation considérable de la durée d'utilité et des flux de trésorerie de nos centrales thermiques en Alberta
- Réduction considérable des émissions atmosphériques et des coûts

Au cours du dernier exercice, les grandes réalisations décrites ci-dessous nous ont aidés à faire progresser ce volet de notre stratégie :

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé notre option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le gazoduc Pioneer avait initialement un débit d'environ 50 Mpi³/jour de gaz naturel durant la phase de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux ont fluctué selon les conditions du marché. Le gazoduc Pioneer a atteint un débit ferme d'environ 130 Mpi³/jour de gaz naturel à compter du 1^{er} novembre 2019. Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, qui est appuyée par une convention d'achat ferme d'une durée de 15 ans de TransAlta au taux du marché. Ce projet a représenté pour TransAlta un investissement d'environ 100 millions de dollars, y compris l'infrastructure connexe.

En 2019, nous avons émis un ordre d'exécution complet en vue de la conversion au gaz naturel de l'unité 6 de la centrale de Sundance et de l'unité 2 de la centrale de Keephills en remplaçant les brûleurs à charbon existants par des brûleurs au gaz naturel. Nous visons à terminer la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020, et de l'unité 2 de la centrale de Keephills, d'ici le premier semestre de 2021.

Nous prévoyons émettre un ordre d'exécution limité pour l'unité 3 de la centrale de Keephills au cours du premier semestre de 2020 et prévoyons avoir terminé la conversion de cette unité au cours de 2021. Nous évaluons la possibilité d'installer une capacité à double combustible à l'unité 3 de la centrale de Keephills afin de garantir une flexibilité optimale en matière de combustible lors de la transition du charbon au gaz, et de gérer tout retard dans l'obtention de la totalité des provisions en gaz naturel qui pourrait survenir en raison de contraintes réglementaires ou autres.

Nous cherchons actuellement à obtenir des permis pour le rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance et à l'unité 1 de la centrale de Keephills par l'installation de turbines à combustion et de générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Les unités rééquipées devraient nécessiter un investissement en immobilisations 40 % moins élevé que pour une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire.

Pour faire avancer cette stratégie de rééquipement, le 30 octobre 2019, TransAlta a fait l'acquisition de deux turbines à gaz de classe F de Siemens de 230 MW et de matériel connexe pour un montant de 84 millions de dollars. Ces turbines seront redéployées à la centrale de Sundance dans le cadre de la stratégie de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné très efficace. Nous comptons émettre des ordres d'exécution limités en 2020 et des ordres d'exécution complets en 2021 pour l'unité 5 de la centrale de Sundance, avec une date prévue de mise en service en 2023. L'unité 5 à cycle combiné rééquipée de la centrale de Sundance, qui aura une capacité d'environ 730 MW, devrait coûter entre 750 millions de dollars et 770 millions de dollars, ce qui est bien inférieur au coût d'aménagement d'un projet de centrale à cycle combiné. Parallèlement à l'obtention de permis pour l'unité 5 de la centrale de Sundance, nous avons aussi un processus d'obtention de permis pour l'unité 1 de la centrale de Keephills afin de maintenir l'option de rééquiper l'unité 1 en unité à cycle combiné, en fonction des données fondamentales du marché. Dans le cadre de cette transaction, nous avons également fait l'acquisition d'un CAÉ à long terme visant la fourniture de capacité et d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux gaz à effet de serre («GES»). Cette transaction, qui prendra effet à la fin de 2023, a été conclue avec Shell Energy North America (Canada).

2. Assurer la croissance de notre portefeuille dans le secteur des énergies renouvelables

Nous avons entrepris d'élargir notre plateforme du secteur de l'énergie renouvelable. Nous avons actuellement des projets de construction estimés à plus de 400 millions de dollars dans le secteur de l'énergie renouvelable qui devraient être terminés en 2020 et 2021. En 2019, nous avons, par l'entremise de TransAlta Renewables, terminé la construction et mis en service deux parcs éoliens au moyen d'un investissement de plus de 340 millions de dollars. Notre objectif est d'assurer la solidité des rendements grâce à l'exécution et à l'intégration de projets exceptionnels où nous sommes en mesure de mettre en service et d'exploiter les actifs dans le respect des délais et des coûts.

Au cours de 2019, les grandes réalisations décrites ci-dessous nous ont aidés à faire progresser ce volet de notre stratégie :

Projets de parc éolien aux États-Unis

En 2019, nous avons achevé la construction de deux projets de parc éolien (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis») dans le nord-est des États-Unis. Le projet de parc éolien Big Level («Big Level»), acquis le 1^{er} mars 2018, comprend un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. Le projet de parc éolien Antrim («Antrim»), acquis le 28 mars 2019, comprend un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op. Les parcs éoliens Big Level et Antrim sont entrés en service respectivement le 19 décembre 2019 et le 24 décembre 2019. Les projets de parc éolien aux États-Unis apportent une capacité de production additionnelle de 119 MW à notre portefeuille d'actifs d'énergie éolienne et solaire.

Les estimations de coûts pour les projets de parc éolien aux États-Unis ont été réévaluées et se situent entre 250 millions de dollars américains et 270 millions de dollars américains, principalement en raison des travaux de construction et de l'incidence des conditions météorologiques ainsi que des coûts d'interconnexion plus élevés.

Projet de parc éolien Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien Windrise de 207 MW de TransAlta a été choisi par l'Alberta Electric System Operator («AESO») comme l'un des trois projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. TransAlta et l'AESO ont conclu un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Le projet de parc éolien Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter entre 270 millions de dollars et 285 millions de dollars. Les travaux d'aménagement vont bon train. Windrise a obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission («AUC») pour l'exploitation du parc et est actuellement en voie d'obtenir les permis pour les lignes de transport requises pour raccorder le parc au réseau de l'Alberta. Les activités de construction commenceront au deuxième trimestre de 2020 et le projet devrait être mis en service au cours du premier semestre de 2021.

Projet de parc éolien Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente avec Southern Power portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien Skookumchuck de 136,8 MW actuellement en construction situé dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington. Le projet est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta a l'option de faire son investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour le premier semestre de 2020. La participation de 49 % que TransAlta détient dans la totalité de l'investissement en immobilisations devrait correspondre à un montant entre 150 millions de dollars et 160 millions de dollars, dont une partie devrait être financée au moyen d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux.

Projet WindCharger

Au cours du premier trimestre de 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger, un projet novateur de stockage d'énergie qui aura une capacité nominale de 10 MW et une capacité de stockage totale de 20 MW. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste se rapportant au parc éolien Summerview de TransAlta. WindCharger stockera l'énergie produite par le parc éolien de l'unité 2 de Summerview à proximité et la déchargera dans le réseau électrique de l'Alberta en période de forte demande. Ce projet devrait être la toute première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta et bénéficiera du cofinancement de l'organisme Emissions Reduction Alberta. Les demandes d'approbation réglementaire, dont une visant l'installation, faite auprès de l'AUC, et une autre visant l'interconnexion faite auprès de l'AESO, ont été soumises en 2019. L'approbation de l'AUC a été obtenue en novembre 2019 et l'approbation de l'AESO est attendue à la fin du premier trimestre de 2020. Des études techniques détaillées ainsi que l'acquisition d'équipements à long délai d'approvisionnement ont été réalisées. Le début des travaux de construction est prévu pour mars 2020, et la mise en service commerciale, au cours du deuxième trimestre de 2020. Le coût total prévu du projet pour TransAlta se situe entre 7 millions de dollars et 8 millions de dollars.

3. Accroître notre présence sur le marché des énergies renouvelables aux États-Unis

Nous concentrons nos efforts de développement commercial sur le secteur des énergies renouvelables aux États-Unis. La demande de nouvelles énergies renouvelables aux États-Unis devrait augmenter à court terme. Nous disposons actuellement de 2 000 MW à différents stades de développement. Ces possibilités devraient permettre de développer TransAlta Renewables, d'utiliser sa capacité d'endettement excédentaire et de générer de dividendes stables pour TransAlta.

Outre les projets de parc éolien aux États-Unis et le projet de parc éolien Skookumchuck dont il est question ci-dessus, au cours de 2019, TransAlta a fait l'acquisition d'un portefeuille de projets de parc éolien aux États-Unis. Si nous décidons d'aller de l'avant avec ces projets, une contrepartie additionnelle pourrait être payable projet par projet uniquement dans le cas où un projet est mis en service avant le 31 décembre 2025. S'il est décidé de ne pas poursuivre un projet ou si les coûts ne sont plus considérés comme récupérables, les coûts sont imputés aux résultats. Les rendements estimés de ces projets et de projets similaires sont suffisants pour recouper les coûts des projets de développement qui n'ont pas abouti.

4. Faire progresser et étendre nos activités de production sur place et de cogénération

Nous développerons nos actifs de production sur place et de coproduction, un secteur dans lequel nous avons une longue expérience, ayant fourni des services de cogénération à divers clients depuis le début des années 1990. Nous avons un portefeuille en cours d'évaluation d'environ 900 MW et notre conception technique, notre expérience en exploitation et notre culture de la sécurité font de nous un partenaire solide dans ce secteur. Nous constatons que ce segment est en pleine croissance, car les clients industriels et à grande échelle cherchent des solutions pour réduire les coûts de production d'électricité, remplacer les équipements vieillissants ou inefficaces, réduire les coûts de réseau et atteindre leurs objectifs en matière d'ESG.

Conformément à cette stratégie, le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et SemCAMS ont annoncé avoir conclu des ententes définitives portant sur l'aménagement, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. La centrale de Kaybob est stratégiquement située dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et accepte la production de gaz naturel provenant des formations de Montney et de Duvernay. TransAlta construira la centrale de cogénération qui sera détenue, exploitée et entretenue conjointement avec SemCAMS. Les dépenses d'investissement de la nouvelle centrale de cogénération devraient se situer entre 105 millions de dollars et 115 millions de dollars et le projet devrait générer un BAIIA annuel d'environ 18 millions de dollars. TransAlta sera responsable de toutes les dépenses d'investissement pendant la construction et, sous réserve du respect de certaines conditions, SemCAMS devrait acheter une participation de 50 % dans la nouvelle centrale de cogénération à la date de mise en service, qui est prévue pour la fin de 2021.

La centrale de cogénération très efficace aura une capacité installée de 40 MW. La totalité de la production de vapeur et environ la moitié de la production d'électricité iront à SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe de 13 ans. Le reste de la production d'électricité sera vendu sur le marché de l'électricité de l'Alberta par TransAlta. L'entente prévoit une prolongation automatique de sept ans, sous réserve de certains droits de résiliation. La mise en valeur de la centrale de cogénération à l'usine numéro 3 de Kaybob South devrait éliminer le besoin d'utiliser des chaudières traditionnelles et réduira les émissions annuelles de carbone de l'exploitation d'environ 100 000 tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO₂»), ce qui équivaut au retrait de 20 000 véhicules des routes albertaines.

5. Maintenir une situation financière solide

Nous sommes déterminés à rester disciplinés dans notre stratégie d'investissement et à continuer de miser sur notre situation financière déjà solide.

Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 1,7 milliard de dollars, dont 411 millions de dollars en trésorerie. Au cours de 2019, nous avons conclu des transactions pour renforcer notre position afin d'exécuter le plan d'investissement dans l'énergie propre, ce qui comprend : i) la conclusion d'une convention d'investissement avec Brookfield nous procurant un montant de 750 millions de dollars en financement stratégique, ii) l'augmentation de nos facilités de crédit de 200 millions de dollars, pour les faire passer à un total de 2,2 milliards de dollars, et la prolongation de l'échéance d'un an, et iii) l'obtention d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux («financement donnant droit à des avantages fiscaux») de 126 millions de dollars américains associé aux projets de parc éolien aux États-Unis.

Pour faire avancer cette stratégie en 2020, nous rembourserons l'obligation de 400 millions de dollars arrivant à échéance en novembre 2020 et nous poursuivrons notre programme de rachat d'actions pour un montant pouvant atteindre 80 millions de dollars.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre sera financé par la trésorerie obtenue grâce à l'investissement stratégique fait par Brookfield, les fonds provenant des activités d'exploitation et la mobilisation de capitaux par TransAlta Renewables. Pour en savoir plus sur l'investissement de Brookfield, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

De plus, nous poursuivons notre projet Greenlight qui est un programme pluriannuel visant à transformer notre entreprise et à mettre en œuvre la stratégie de TransAlta en réduisant notre structure de coûts. Le programme entre dans sa quatrième année depuis sa mise en œuvre et, chaque année, il crée une culture d'amélioration continue qui améliore la façon dont les employés travaillent ensemble pour obtenir de meilleurs résultats. Le programme est axé sur la création d'une structure autour de nos employés qui leur permet d'identifier, d'élaborer et de réaliser des projets qui améliorent les performances dans l'ensemble de la Société, en mettant l'accent sur la création d'une valeur durable et l'amélioration des flux de trésorerie. Grâce à ce programme, nous avons mis en place des moyens d'optimiser nos actifs, de minimiser les émissions de GES, de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation, d'améliorer l'utilisation du combustible et de rationaliser nos processus. Comme cette approche est de plus en plus ancrée dans la Société, elle a permis d'accroître l'autonomie de nos employés, de renforcer nos processus et d'améliorer notre culture d'entreprise tout en réduisant nos coûts d'exploitation.

Croissance et dépenses liées à la conversion du charbon au gaz

Nos projets de croissance sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de la stratégie de croissance de notre plan d'investissement dans l'énergie propre. Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		Dépenses engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées en 2020	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées					
Projet de parc éolien Big Level ²	225	- 240	234	4	Mis en service	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim ³	100	- 110	106	—	Mis en service	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	95	- 100	100	—	Mis en service	Participation de 50 % dans le gazoduc de 120 kilomètres visant à alimenter en gaz les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills
Projet de parc éolien Skookumchuck ^{4,5}	150	- 160	—	80	T2 2020	Option visant l'achat d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien de 136,8 MW assorti d'un CAÉ de 20 ans
Projet de parc éolien Windrise ⁵	270	- 285	49	233	T2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW assorti d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Batterie WindCharger ^{5,6}	7	- 8	1	6	T2 2020	Projet de stockage à batteries à grande échelle de 10 MW à 20 MW
Conversion des chaudières au charbon en chaudières au gaz	100	- 200	28	69	2020 à 2022	Conversions du charbon au gaz dans le secteur Charbon au Canada
Rééquipement	750	- 770	85	20	2023	Rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance
Projet de centrale de cogénération de Kaybob ⁵	105	- 115	17	59	T4 2021	Projet de centrale de cogénération de 40 MW mené conjointement avec SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe sur une période de 13 ans
Total	1 802	- 1 988	620	471		

1) Représentent les montants cumulatifs engagés au 31 décembre 2019.

2) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en fonds américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Les dépenses totales sont estimées entre environ 173 millions de dollars américains et 185 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 179 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2020, à 3 millions de dollars américains. TransAlta Renewables a financé une partie des coûts de construction au moyen de liquidités existantes et le reste a été financé au moyen de capitaux propres assortis d'avantages fiscaux.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en fonds américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Les dépenses totales sont estimées entre environ 77 millions de dollars américains et 85 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 80 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2020, à néant. TransAlta Renewables a financé une partie des coûts de construction au moyen de liquidités existantes et le reste a été financé au moyen d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Les dépenses estimées en 2020 supposent que le projet recevra un financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le reste des dépenses totales liées au projet.

5) Ces projets seront potentiellement abandonnés au profit de TransAlta Renewables.

6) Exception faite des remboursements gouvernementaux attendus.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Produits des activités ordinaires	2 347	2 249	2 307
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	1 086	1 100	1 016
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	475	515	517
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	52	(248)	(190)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	849	820	626
BAlIA aux fins de comparaison ^{1,2,3}	984	1 161	1 030
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,3}	757	927	804
Flux de trésorerie disponibles ^{1,3}	435	524	328
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,86)	(0,66)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,3}	2,67	3,23	2,79
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,3}	1,54	1,83	1,14
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,12	0,20	0,12
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	0,78	1,29	0,77
Aux 31 décembre	2019	2018	2017
Total de l'actif	9 508	9 428	10 304
Total de la dette nette consolidée ^{1,5}	3 110	3 141	3 363
Total des passifs non courants ⁶	4 329	4 414	4 311

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

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAlIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAlIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

3) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018 et le montant résiduel de 56 millions de dollars reçu dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019 (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.

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

5) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de 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.

6) 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.

À la fin de 2018, un certain nombre de contrats ont expiré, ce qui a eu une incidence sur notre BAlIA aux fins de comparaison. Grâce à notre solide rendement en 2019, nous avons récupéré une part importante de ces baisses attendues par l'innovation, la réduction des coûts et l'augmentation des produits de notre secteur Commercialisation de l'énergie.

Les produits des activités ordinaires en 2019 se sont élevés à 2 347 millions de dollars, soit une hausse de 98 millions de dollars par rapport à 2018, principalement en raison des solides produits générés par notre segment Commercialisation de l'énergie ainsi que de l'augmentation de la production, ce qui a entraîné une hausse des produits, au sein du secteur Charbon aux États-Unis en raison de la vigueur des prix marchands dans le nord-ouest du Pacifique.

Le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de 177 millions de dollars en regard de celui de 2018. Après ajustements pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ reçues en 2019 et 2018, le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de 76 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la période correspondante de 2018. Cette diminution était prévue du fait de l'expiration du contrat relatif à la centrale de Mississauga et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de Poplar Creek. Cette diminution prévue a été considérablement

contrebalancée par le rendement solide dégagé par les secteurs Charbon au Canada et Commercialisation de l'énergie de même que par la baisse des coûts du secteur Siège social. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a subi l'incidence négative de l'interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis au cours du premier trimestre de 2019.

Dans le secteur Charbon au Canada, le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré en 2019 en raison de l'incidence combinée de la hausse des prix réalisés attribuable à l'augmentation de la production marchande, de la cogénération accrue qui a entraîné une baisse des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi qu'un recul des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. En outre, le rendement dégagé par le secteur Commercialisation de l'énergie a été plus solide qu'en 2018, particulièrement sur les marchés de l'ouest et de l'est des États-Unis, en raison de la forte volatilité qui persiste sur l'ensemble des marchés de l'énergie en Amérique du Nord.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 435 millions de dollars, en baisse de 89 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie disponibles, après ajustement pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, ont augmenté de 12 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent, du fait principalement d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité et d'une diminution des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle des filiales. Les variations importantes des flux de trésorerie sectoriels sont présentées à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont diminué de 40 millions de dollars par rapport à celles de 2018. Cette baisse s'explique surtout par la baisse des coûts dans les secteurs Charbon au Canada et Siège social et la rationalisation continue de nos effectifs. La baisse des charges liées aux salaires, aux entrepreneurs et au matériel a été en partie contrebalancée par la hausse des frais juridiques.

Les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ont été moins élevés en 2019 qu'en 2018. Cette diminution est principalement due à l'augmentation de notre offre de gaz disponible pour la cogénération, du fait que la Société a transporté le gaz naturel sur le gazoduc Pioneer plus tôt que prévu. La cogénération, lorsqu'elle est économique, nous permet de produire moins d'émissions de GES que la combustion du charbon, ce qui réduit nos coûts de conformité liés aux GES.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est établi à 52 millions de dollars, comparativement à une perte de 248 millions de dollars à l'exercice précédent. L'augmentation du résultat est en partie attribuable à l'échange avec Capital Power Corporation visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee qui s'est conclu au quatrième trimestre de 2019, où nous avons comptabilisé un profit de 88 millions de dollars sur la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon et un profit de 77 millions de dollars sur la vente de l'unité 3 de la centrale de Genesee, en plus de l'indemnité de résiliation de CAÉ de 56 millions de dollars reçue au cours du troisième trimestre de 2019. Exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ et des imputations pour dépréciation pour les deux exercices, ainsi que des profits liés à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 3 de la centrale de Genesee en 2019, nous affichons une perte nette de 20 millions de dollars en 2019 contre une perte nette de 174 millions de dollars en 2018. L'augmentation du résultat net est attribuable à l'amélioration du rendement des secteurs Charbon au Canada et Commercialisation de l'énergie, à la vigueur des prix en Alberta, à la réduction du taux d'imposition en Alberta, à la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et à une baisse des charges d'intérêts, le tout en partie contrebalancé par d'autres pertes à la vente d'immobilisations corporelles.

Capacité de produire des résultats financiers

Les mesures que nous utilisons pour suivre notre rendement sont le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison («BAIIA aux fins de comparaison»), les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles. La performance globale de notre portefeuille est conforme à nos perspectives pour 2019. La Société se situe à l'extrémité supérieure de la fourchette des flux de trésorerie disponibles révisée de 350 millions de dollars à 380 millions de dollars, exclusion faite de l'incidence des indemnités de résiliation de CAÉ. Les flux de trésorerie disponibles comme présentés se sont améliorés du fait de la réception de l'indemnité de 56 millions de dollars versée par le Balancing Pool pour le règlement du différend relatif à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.

Le tableau qui suit présente une comparaison des montants cibles et des montants réels pour chacun des trois exercices financiers :

Exercices clos les 31 décembre		2019	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison	Objectif ¹	875-975	1 000-1 050	1 025-1 100
	Réel ²	984	1 161	1 030
	Réel ajusté ³	928	1 004	996
Flux de trésorerie disponibles	Objectif ¹	350-380	300-350	270-310
	Réel	435	524	328
	Réel ajusté ³	379	367	311

1) Représente nos perspectives révisées. En raison des solides résultats de notre secteur Charbon au Canada, 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. Compte tenu de notre solide rendement au premier trimestre de 2018, nous avons révisé nos objectifs pour 2018 : la fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison, qui était de 950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars, est maintenant de 1 000 millions de dollars à 1 050 millions de dollars; et la fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles, qui était de 275 millions de dollars à 350 millions de dollars, est maintenant de 300 millions de dollars à 350 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2017, nous avons réduit les cibles de 2017 suivantes : la fourchette cible au titre du BAIIA aux fins de comparaison qui était de 1 025 millions de dollars à 1 135 millions de dollars, est maintenant de 1 025 millions de dollars à 1 100 millions de dollars; et la fourchette cible au titre des flux de trésorerie disponibles, qui était de 300 millions de dollars à 365 millions de dollars, est maintenant de 270 millions de dollars à 310 millions de dollars.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAIIA aux fins de comparaison essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAIIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures correspondantes ont été ajustés pour refléter ce changement.

3) Les montants de 2019 et 2018 ont été ajustés pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, celles-ci n'ayant pas été prises en compte dans les objectifs. Les montants de 2017 ont été ajustés pour retirer le montant au titre du litige visant la clause du contrat avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIEO») : réduction de 34 millions de dollars du BAIIA aux fins de comparaison et réduction de 17 millions de dollars des flux de trésorerie disponibles.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Journée des investisseurs

Le 16 septembre 2019, TransAlta a tenu la Journée des investisseurs de 2019 au cours de laquelle elle a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre. Se reporter à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion qui décrit d'autres événements importants survenus en 2019 visant à faire avancer notre plan d'investissement dans l'énergie propre.

En outre, la Société a annoncé qu'elle avait adopté, en se fondant sur les flux de trésorerie déconsolidés au niveau de TransAlta, un ratio cible au titre de la dette déconsolidée sur le BAIIA déconsolidé de 2,5 à 3,0 fois et une politique en matière de dividendes consistant à retourner aux porteurs d'actions ordinaires entre 10 % et 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidées de TransAlta. Les mesures de crédit et la politique en matière de dividendes sont présentées sur une base déconsolidée, ce qui permet aux investisseurs de comprendre de quelle façon les dividendes reçus de TransAlta Renewables et de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») sont retournés aux actionnaires de TransAlta ou réinvestis pour eux. Se reporter à la rubrique «Principaux ratios financiers» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Le 16 janvier 2020, le conseil d'administration (le «conseil») a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2020, aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 2 mars 2020, ce qui représente une augmentation de 6,25 % de notre dividende.

Investissement stratégique de Brookfield

À la suite de longues consultations avec plusieurs de ses actionnaires, le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention (la «convention d'investissement») aux termes de laquelle Brookfield a convenu d'investir 750 millions de dollars («l'investissement») dans la Société. Cet investissement procure à TransAlta la souplesse financière qui lui permettra de poursuivre sa transition afin que, d'ici 2025, la totalité de sa production provienne d'énergies propres, reconnaît la valeur anticipée future des actifs hydroélectriques que TransAlta détient en Alberta, et accélère la réalisation du plan de la Société visant la distribution de capitaux à ses actionnaires. Comme il est indiqué à la rubrique «Stratégie de l'entreprise» du présent rapport de gestion, l'investissement de Brookfield a été essentiel à la mise en œuvre et à l'avancement du plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société, notamment en facilitant ou en accélérant plusieurs volets clés du plan stratégique de la Société.

En vertu de la convention d'investissement, Brookfield a convenu d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'achat de titres échangeables, qui sont échangeables par Brookfield contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques de TransAlta en Alberta 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. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve du respect de certaines conditions.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a payé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception de la première tranche. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures subordonnées non garanties émises à ce moment-là.

En outre, sous réserve des exceptions indiquées dans 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 % à la clôture de la période prescrite d'achat d'actions, pourvu que Brookfield ne soit pas tenue d'acheter des actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action. Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019, dans le cadre de l'investissement, Brookfield a nommé, et les actionnaires de TransAlta ont élu, deux administrateurs chevronnés de Brookfield, soit Harry Goldgut et Richard Legault, au sein de notre conseil. TransAlta et Brookfield comptent travailler ensemble pour compléter la transition de TransAlta vers la production d'électricité propre, maximiser la valeur des actifs hydroélectriques en Alberta et créer une valeur à long terme pour les actionnaires.

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 fournir des

conseils et formuler des recommandations 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 (les «frais de gestion de Brookfield»), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans le compte de résultat.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions dans les trois ans suivant la réception de la première tranche de l'investissement (qui a eu lieu le 1^{er} mai 2019).

Des renseignements supplémentaires sur l'investissement figurent dans notre rapport de changements importants daté du 26 mars 2019, disponible en format électronique sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que dans notre notice annuelle. Des copies de la convention d'investissement, ainsi que des copies de la débenture échangeable émise à Brookfield le 1^{er} mai 2019, de la convention relative aux droits d'enregistrement conclue avec Brookfield à l'égard des actions ordinaires détenues dans TransAlta, et de la convention d'échange et d'option avec Brookfield régissant les modalités de l'échange des titres échangeables émis dans le cadre de l'investissement, sont également disponibles sur SEDAR et sur EDGAR. Les actionnaires sont priés de lire ces documents dans leur intégralité.

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, alléguant, entre autres, avoir subi un abus de la Société et de ses administrateurs et cherchant à faire annuler la transaction de Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. L'affaire devrait être instruite à partir du 14 septembre 2020. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la procédure judiciaire relative à Mangrove.

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

Le 27 mai 2019, 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 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, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019. 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 29 mai 2019 et se termine le 28 mai 2020 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA.

En vertu des règles de la TSX, un maximum de 176 447 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 705 788 actions ordinaires à la TSX pour la période de six mois close le 30 avril 2019) peuvent être rachetées à la TSX n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a racheté et annulé un total de 7 716 300 actions ordinaires à un prix moyen de 8,80 \$ l'action, pour un coût total de 68 millions de dollars.

Résiliation des CAÉ avec le Balancing Pool liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018. Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018.

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société a contesté l'indemnité de résiliation reçue. Le Balancing Pool ne tenait pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, actifs pour lesquels la Société a intenté, contre le Balancing Pool, une poursuite en arbitrage initiée en vertu des CAÉ. Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu gain de cause et reçu le plein montant additionnel qu'elle cherchait à obtenir, c'est-à-dire 56 millions de dollars, plus la TPS et les intérêts.

TransAlta et Capital Power échangent leurs participations hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 1^{er} octobre 2019, la Société a conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») une transaction portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par suite de cet échange, TransAlta détient maintenant à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills et Capital Power détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee.

L'unité 3 de Keephills est une centrale alimentée au charbon d'une capacité de 463 MW, située à environ 70 kilomètres à l'ouest d'Edmonton, en Alberta, et adjacente aux unités 1 et 2 existantes de Keephills détenues par TransAlta. L'unité 3 de Keephills a commencé ses activités commerciales en 2011 et a été choisie par TransAlta comme une candidate pour ses projets de conversion du charbon au gaz.

Les prix de transaction de chacune des participations hors exploitation se compensent largement, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement d'environ 10 millions de dollars à TransAlta. Les ajustements d'égalisation et les règlements finaux relativement au fonds de roulement ont été faits en novembre 2019, et la différence nette de fonds de roulement de moins de un million de dollars a alors été versée par TransAlta à Capital Power.

La Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, qui introduisent un test facultatif de concentration de la juste valeur, que la Société a choisi d'appliquer à l'acquisition de sa participation hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par conséquent, à la clôture de la transaction le 1^{er} octobre 2019, l'acquisition a été comptabilisée comme une acquisition d'actifs et le prix de la transaction a été attribué sur la base des justes valeurs relatives de ces actifs et passifs à la date de l'acquisition. Le prix de transaction de 301 millions de dollars a été attribué de la façon suivante : fonds de roulement de 11 millions de dollars, immobilisations corporelles de 308 millions de dollars, autres actifs de 3 millions de dollars, moins les autres passifs de 2 millions de dollars et provisions pour frais de démantèlement et autres provisions de 19 millions de dollars. L'augmentation nette de notre solde d'immobilisations corporelles lié à l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee, y compris l'incidence de la réduction de la durée de vie utile des actifs liés au charbon à l'unité 3 de la centrale de Keephills, devrait augmenter la charge d'amortissement en 2020 d'environ 72 millions de dollars.

Par suite de la vente de notre participation dans l'unité 3 de la centrale de Genesee, nous avons comptabilisé un profit sur la vente d'environ 77 millions de dollars au quatrième trimestre.

À la clôture de la transaction, toutes les ententes relatives à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 3 de la centrale de Genesee conclues avec Capital Power ont été résiliées, y compris l'entente régissant l'approvisionnement en charbon de l'unité 3 de la centrale de Keephills par la mine de Sunhills de TransAlta. La mine de Sunhills comptabilisait les produits générés dans le cadre de cette entente conformément à l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, ce qui entraînait la comptabilisation d'un passif sur contrat représentant les obligations de prestation non remplies de la mine pour lesquelles une contrepartie avait été reçue à l'avance. À la résiliation de cette entente au quatrième trimestre de 2019, la mine de Sunhills n'avait aucune obligation de prestation future et, par conséquent, le solde du passif sur contrat de 88 millions de dollars a été comptabilisé en résultat.

Changements au conseil

Le 16 janvier 2020, nous avons annoncé que le conseil a nommé John P. Dielwart à la présidence du conseil, sous réserve de sa réélection en tant qu'administrateur indépendant à la prochaine assemblée générale annuelle des actionnaires de

TransAlta et avec prise d'effet immédiatement après le départ à la retraite de l'ambassadeur Gordon Giffin du conseil. Comme il a été annoncé précédemment, l'ambassadeur Giffin quittera le conseil en 2020 après avoir été nommé au poste de président en 2011.

M. Dielwart est un administrateur indépendant au sein du conseil depuis 2014 et préside actuellement le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable. Il est également membre du comité de rendement des investissements du conseil et a précédemment fait partie du comité d'audit, des finances et des risques. M. Dielwart est l'un des fondateurs et administrateurs d'ARC Resources Ltd. depuis 1996 et a occupé le poste de chef de la direction d'ARC Resources Ltd. de 2001 à 2013. M. Dielwart est titulaire d'une licence en sciences (avec distinction) en génie civil de l'Université de Calgary, est membre de l'Association des ingénieurs et des géoscientifiques professionnels de l'Alberta et est un ancien président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Il est également administrateur et ancien coprésident du Calgary and Area Child Advocacy Centre. En 2015, M. Dielwart a été intronisé au Temple de la renommée des affaires de Calgary.

Le 25 janvier 2019, nous avons également annoncé la décision de Timothy Faithfull de prendre sa retraite. En 2018, M. Faithfull a indiqué au conseil son intention de se retirer du conseil immédiatement après la tenue de l'assemblée annuelle des actionnaires de TransAlta en 2019.

Changements à la direction

Le 18 juillet 2019, la Société a nommé John Kousinioris au poste de chef de l'exploitation de TransAlta Corporation. M. Kousinioris a précédemment occupé le poste de chef de la croissance et celui de chef des services juridiques et chef de la conformité et secrétaire de TransAlta. En tant que chef de la croissance, il était responsable de la surveillance des services du développement commercial, des opérations des gaz et énergies renouvelables, de la commercialisation et de la commercialisation de l'énergie. M. Kousinioris demeure également président de TransAlta Renewables.

Le 16 mai 2019, la Société a promu Todd Stack au poste de chef de la direction des finances. M. Stack, qui occupait le poste de directeur général et contrôleur de la Société depuis février 2017, était responsable de la direction et de l'orientation des activités financières, de la comptabilité d'entreprise, des rapports, de la fiscalité et de la planification de TransAlta. Depuis son arrivée à TransAlta en 1990, M. Stack a agi à titre de trésorier et de contrôleur de la Société, en plus de faire partie de l'équipe de développement de l'entreprise qui examine les nouvelles possibilités et les occasions d'acquisition. Avant de se joindre à l'équipe des finances de TransAlta, M. Stack a occupé un certain nombre de postes au sein de l'équipe d'ingénierie, notamment en conception, en exploitation et en gestion de projet.

Mise à l'arrêt d'unités de la centrale de Sundance

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que AESO avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, faisant en sorte que la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, soit prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021. Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur notre évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

Financement des projets de parc éolien aux États-Unis

TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans des projets de parc éolien aux États-Unis auprès d'une filiale de TransAlta Power Ltd. («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées replet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts des projets de parc éolien aux États-Unis. Les actions privilégiées replet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power. TransAlta Renewables, au moyen d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux, financera les coûts de construction et d'acquisition des projets de parc éolien aux États-Unis. Au 31 décembre 2019, TransAlta Renewables a financé ces coûts en faisant l'acquisition d'actions privilégiées replet émises par TA Power ou en souscrivant des billets à ordre portant intérêt émis par l'entité responsable du projet.

Les parcs éoliens Big Level et Antrim ont été mis en service respectivement le 19 décembre 2019 et le 24 décembre 2019. Parallèlement aux mises en service, un produit tiré du financement donnant droit à des avantages fiscaux d'environ 85 millions de dollars américains pour Big Level et d'environ 41 millions de dollars américains pour Antrim a été mobilisé pour financer une partie des projets de parc éolien aux États-Unis. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux est classé à titre de dette à long terme aux états de la situation financière.

Se reporter à la rubrique «Stratégie de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les projets en cours.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés de notre rapport intégré annuel de 2019 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

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 2019, 2018 et 2017. 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 évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures afin d'aider la direction et les investisseurs à comprendre notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Certaines des mesures financières qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies ni reconnues selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou encore comme une mesure plus significative de ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les IFRS. Le BAIIA aux fins de comparaison, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé, les fonds provenant des activités d'exploitation, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée, la dette nette déconsolidée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tels qu'ils sont tous définis ci-après, présentés dans le présent rapport de gestion, sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir les rubriques «Analyse des résultats financiers consolidés», «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison», «Principales informations trimestrielles», «Principaux ratios financiers» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS et de la mesure IFRS la plus comparable.

Analyse des résultats financiers consolidés

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie générés par les activités. La marge brute est également une mesure utile puisqu'elle fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, 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. De plus, selon le BAIIA aux fins de comparaison, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAIIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAIIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés pour refléter ce changement.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des activités courantes.
- Certains actifs que nous détenons au Canada (et en Australie en 2017) 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. Nous amortissons ces actifs sur leur durée d'utilité.
- Nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») visant notre centrale de cogénération de Mississauga, en Ontario, et avons conclu un nouveau contrat de répartition amélioré de producteur sans vocation de service public («contrat de PSVSP»), qui a pris effet le 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce nouveau contrat, nous avons reçu des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de PSVSP, nous avons comptabilisé dans nos résultats présentés de 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous avons comptabilisé les paiements reçus en guise de produits des activités ordinaires dans les résultats d'exploitation, et nous avons amorti la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.
- 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 dans les coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.
- En octobre 2019, nous avons acquis la participation de 50 % de Capital Power dans l'unité 3 de la centrale de Keephills en échange de la vente à Capital Power de notre participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Genesee et nous détenons maintenant à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par conséquent, toutes les ententes relatives à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à l'unité 3 de la centrale de Genesee conclues avec Capital Power ont été résiliées, y compris l'entente régissant l'approvisionnement en charbon de l'unité 3 de la centrale de Keephills par la mine de Sunhills de TransAlta. À la résiliation de cette entente au quatrième trimestre de 2019, la mine de Sunhills n'avait plus d'obligations de prestation futures et le solde du passif sur contrat de 88 millions de dollars a été comptabilisé en résultat. Sur une base comparable, nous avons retiré ce profit des résultats de 2019.
- Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs sont retirées du calcul du BAIIA aux fins de comparaison puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur la dépréciation et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	52	(248)	(190)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	94	108	42
Dividendes sur actions privilégiées	30	50	30
Résultat net	176	(90)	(118)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	17	(6)	64
Profit à la vente d'actifs et autres	(46)	(1)	(2)
Perte de change	15	15	1
Charge d'intérêts nette	179	250	247
Amortissement	590	574	635
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	24	59	59
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	121	140	75
Produits d'intérêts australiens	4	4	2
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	(33)	38	(32)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	—	—	2
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ¹	—	105	77
Profit sur la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de l'unité 3 de la centrale de Keephills	(88)	—	—
Imputation pour dépréciation d'actifs ²	25	73	20
BAIIA aux fins de comparaison	984	1 161	1 030
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	928	1 004	1 030

1) Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont comme suit : produits des activités ordinaires (108 millions de dollars) et couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (3 millions de dollars). Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont comme suit : produits des activités ordinaires (101 millions de dollars), couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (12 millions de dollars), activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (3 millions de dollars) et recouvrement lié aux baux visant des terrains renégociés (9 millions de dollars).

2) L'imputation pour dépréciation d'actifs pour 2019 comprend notamment l'augmentation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 141 millions de dollars à la mine de Centralia, un montant de 15 millions de dollars au titre de camions détenus en vue de la vente et réduits à la valeur nette de réalisation et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 18 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par une reprise de dépréciation de 151 millions de dollars dans le secteur Charbon aux États-Unis (une charge de 38 millions de dollars liée à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance, une dépréciation liée aux parcs éoliens Lakeswind et Kent Breeze de 12 millions de dollars et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 23 millions de dollars en 2018; un montant de 20 millions de dollars pour la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance en 2017).

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

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 flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à 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 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 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	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	849	820	626
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(121)	44	114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	728	864	740
Ajustements			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	24	59	59
Divers	5	4	5
Fonds provenant des activités d'exploitation	757	927	804
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ²	(141)	(150)	(218)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(21)	(24)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	(40)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(111)	(169)	(172)
Paiements au titre des obligations locatives ²	(21)	(18)	(17)
Divers	—	(5)	(5)
Flux de trésorerie disponibles	435	524	328
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	283	287	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	2,67	3,23	2,79
Flux de trésorerie disponibles par action	1,54	1,83	1,14

1) Les montants de 2019 et 2018 comprennent 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) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé la façon de rapprocher les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles afin de présenter les paiements liés à des obligations locatives dans un poste distinct et de retirer les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien. Les résultats des périodes antérieures ont été révisés afin de refléter ces changements.

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

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison ¹	984	1 161	1 030
Provisions et autres	13	(9)	(3)
Charge d'intérêts	(174)	(187)	(218)
Charge d'impôt exigible	(35)	(28)	(23)
Profit (perte) de change réalisé	(6)	5	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(34)	(31)	(19)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	9	16	22
Fonds provenant des activités d'exploitation	757	927	804
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien ²	(141)	(150)	(218)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(21)	(24)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	(40)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(111)	(169)	(172)
Paiements au titre des obligations locatives ²	(21)	(18)	(17)
Divers	—	(5)	(5)
Flux de trésorerie disponibles	435	524	328

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ces changements. Les montants de 2019 et 2018 comprennent 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) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé la façon de rapprocher les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles afin de présenter les paiements liés à des obligations locatives dans un poste distinct et de retirer les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien. Les résultats des périodes antérieures ont été révisés afin de refléter ces changements.

Informations complémentaires	2019	2018	2017
Fonds provenant des activités d'exploitation – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	701	770	804
Flux de trésorerie disponibles – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	379	367	328
Fonds provenant des activités d'exploitation par action – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	2,48	2,68	2,79
Flux de trésorerie disponibles par action – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	1,34	1,28	1,14

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

La hausse des flux de trésorerie disponibles en 2018 en regard de ceux de 2017 est également attribuable à de solides flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant de la réception, en 2018, des indemnités de résiliation de CAÉ de 157 millions de dollars liées à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, ainsi qu'à la baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités mesurent la trésorerie nette provenant de chacun de nos secteurs, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, des frais de restauration des lieux, des provisions et des profits ou des pertes latents sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser des distributions à nos partenaires sans contrôle et verser des dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Les flux de trésorerie sectoriels générés par les activités de chacun de nos secteurs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Flux de trésorerie sectoriels¹			
Charbon au Canada ²	214	279	175
Charbon aux États-Unis	54	63	33
Gaz au Canada ³	99	228	221
Gaz en Australie	112	136	127
Énergie éolienne et énergie solaire	206	211	201
Hydroélectricité	93	96	61
Génération de flux de trésorerie sectoriels	778	1 013	818
Commercialisation de l'énergie	105	33	39
Siège social	(92)	(107)	(108)
Total des flux de trésorerie sectoriels	791	939	749
Total des flux de trésorerie sectoriels – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	735	782	749

1) Les flux de trésorerie sectoriels sont une mesure non conforme aux IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» pour plus de précisions.

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018 et le montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre du règlement du différend avec le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de précisions.

3) Le montant de 2017 comprend le montant de 34 millions de dollars versé par la SFIEO relatif au règlement d'un litige visant une clause d'indexation au cours de 2017.

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités, après ajustements pour exclure les indemnités de résiliation de CAÉ, ont reculé de 47 millions de dollars en 2019 par rapport à ceux de 2018, en raison principalement de l'expiration du contrat de PSVSP visant la centrale de Mississauga et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek, le tout partiellement contrebalancé par de solides flux de trésorerie liés au secteur Commercialisation de l'énergie ainsi que par une baisse des dépenses d'investissement de maintien. En 2018, les flux de trésorerie ont augmenté de 33 millions de dollars par rapport à ceux de 2017 en raison de la baisse des dépenses en immobilisations de maintien et de la hausse des produits des services auxiliaires tirés de nos centrales hydroélectriques.

Charbon au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Disponibilité (%)	89,2	91,6	82,0
Production visée par des contrats (GWh)	6 927	8 936	18 683
Production marchande (GWh)	5 932	5 304	3 786
Total de la production (GWh)	12 859	14 240	22 469
Capacité installée brute (MW) ¹	3 229	3 231	3 791
Produits des activités ordinaires ²	823	901	996
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	449	526	510
Marge brute aux fins de comparaison	374	375	486
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	138	171	192
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	13	13
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(56)	(157)	–
Autres résultats d'exploitation, montant net	(40)	(41)	(40)
BAIIA aux fins de comparaison²	319	389	321
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	15	17	22
Dépenses d'investissement liées aux mines	23	42	28
Entretien d'envergure planifié	34	15	54
Total des dépenses d'investissement de maintien³	72	74	104
Dépenses d'investissement liées à la productivité	6	12	12
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité³	78	86	116
Provisions	(6)	(10)	5
Paiements au titre des obligations locatives ³	16	14	14
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	17	19	11
Divers	–	1	–
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	214	279	175

1) Les montants de 2019 et 2018 comprennent les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 774 MW, qui ont été mises temporairement à l'arrêt; le montant de 2017 comprend les unités 1, 2, 3 et 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 1 334 MW, qui ont été mises temporairement à l'arrêt. L'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée de façon permanente le 1^{er} janvier 2018, et l'unité 2 de la centrale de Sundance, le 31 juillet 2018. L'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee a donné lieu à une réduction nette de capacité de 2 MW.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

3) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons retiré les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et avons inclus les paiements sur le principal versés au titre des obligations locatives dans un poste distinct pour obtenir des flux de trésorerie sectoriels.

Informations complémentaires	2019	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	263	232	321
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	158	122	175

2019

En 2019, la disponibilité a diminué par rapport à celle de 2018 en raison des interruptions planifiées à l'unité 1 de la centrale de Keephills et à l'unité 4 de la centrale de Sundance, alors qu'en 2018, il n'y a eu qu'une seule interruption à l'une de nos unités non exploitées. Ce facteur a été en partie contrebalancé par une diminution des pertes non planifiées en 2019.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a diminué de 1 381 gigawattheures («GWh») par rapport à celle de 2018, en raison surtout de la mise à l'arrêt de certaines unités de la centrale de Sundance et des interruptions planifiées, contrebalancées en partie par une baisse des interruptions non planifiées. La baisse de la production visée par des contrats a été contrebalancée en partie par une hausse de la production marchande.

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont diminué de 78 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice 2018, en raison principalement de la baisse de la production découlant de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018.

Les produits des activités ordinaires par MWh de production ont augmenté pour passer de 63 \$ par MWh en 2018 à 64 \$ par MWh en 2019. Les produits des activités ordinaires au premier trimestre de 2018 comprenaient les produits des activités ordinaires tirés des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance de même que les produits des activités ordinaires attribuables au transfert des coûts de conformité liés au carbone, qui ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés.

Les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh ont reculé en 2019 par rapport à ceux de 2018. Les coûts par MWh de production sont passés de 37 \$ par MWh en 2018 à environ 35 \$ par MWh en 2019. Par conséquent, la marge brute comparable par MWh pour 2019 s'est améliorée d'environ 3 \$ par MWh par rapport à celle de 2018.

Nous avons continué de cogénérer avec du gaz naturel, lorsque cela était rentable. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion au charbon, ce qui abaisse nos coûts de conformité liés aux GES. De plus, les coûts du combustible peuvent être réduits grâce à la cogénération, selon le prix du marché du gaz naturel. Le contrat garanti de transport de gaz naturel sur le gazoduc Pioneer, qui a permis d'augmenter considérablement les quantités de gaz dont nous disposons et d'accroître l'approvisionnement disponible pour la cogénération, est entré en vigueur le 1^{er} novembre 2019.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué en 2019 en regard de celles de 2018, ce qui reflète l'incidence pour un exercice complet des réductions de coûts mises progressivement en œuvre par rapport à l'exercice précédent. Ces réductions de coûts découlent d'une combinaison de facteurs, dont le nombre réduit d'unités en exploitation, un facteur de capacité plus faible sur les unités marchandes, la cogénération avec le gaz et l'optimisation de l'exploitation et des travaux d'entretien.

Exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté de 31 millions de dollars par rapport à celui de 2018. Cela reflète en grande partie la baisse des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de 2018, en raison surtout du nombre moins élevé de travaux d'aménagement de carrière réalisés en 2019, contrebalancé en partie par la hausse des dépenses d'investissement de maintien en raison de travaux d'envergure planifiés. En 2018, il n'y a eu qu'une seule interruption planifiée importante à l'une de nos unités non exploitées, tandis qu'en 2019, il y a eu deux interruptions planifiées importantes, l'une à l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'autre à l'unité 4 de la centrale de Sundance.

Les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont augmenté de 36 millions de dollars (exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ) par rapport à ceux de 2018, en raison surtout d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé et d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

2018

La disponibilité pour 2018 s'est améliorée par rapport à celle de 2017, en raison surtout d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et de réductions de la capacité nominale en 2018.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a diminué de 8 229 GWh par rapport à celle de 2017, en raison surtout de la mise hors service et de la mise à l'arrêt de certaines unités de la centrale de Sundance et d'une baisse de la répartition, contrebalancées en partie par une diminution des interruptions planifiées et non planifiées.

Les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont reculé de 95 millions de dollars en regard de ceux de 2017, en raison principalement d'une baisse de la production contrebalancée par une hausse des prix. Les produits des activités ordinaires par MWh de production sont passés de 44 \$ par MWh en 2017 à 63 \$ par MWh en 2018, ce qui a plus que compensé la hausse des coûts de conformité liés au carbone et entraîné une hausse de la marge brute par MWh en 2018.

En 2018, les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh ont été plus élevés qu'en 2017. Les coûts du charbon pour un dollar par MWh ont été plus élevés en raison de la hausse des coûts fixes et d'une baisse du tonnage. Les travaux d'aménagement de la carrière qui ont commencé en 2018 à la mine Highvale devraient fournir le combustible le moins coûteux pour la durée de vie restante des centrales. Les coûts de conformité liés au carbone ont été plus élevés en 2018, reflet de l'augmentation réglementée du prix du carbone et des coûts de conformité liés au carbone qui ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés. Les prix du combustible et du carbone ont augmenté comme prévu.

Nous avons commencé la cogénération avec le gaz naturel au cours de 2018. L'impact combiné des prix relativement bas du gaz naturel en Alberta et des coûts de conformité aux normes de GES moins élevés a rendu la situation économiquement viable pour les centrales marchandes pendant une bonne partie de l'année.

En 2018, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été moins élevées qu'en 2017. Certains coûts fixes et communs sont nécessaires pour maintenir les autres unités de la centrale de Sundance opérationnelles, et certaines charges non récurrentes au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été engagées dans le cadre de la mise à l'arrêt et du retrait des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Nous avons continué d'optimiser l'exploitation de la centrale sur une base de production marchande.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 68 millions de dollars en regard de celui de 2017, du fait d'une indemnité unique de 157 millions de dollars versée pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, facteur annulé en partie par la hausse des coûts de conformité liés au carbone et la baisse des produits des activités ordinaires liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 30 millions de dollars par rapport à celles de 2017, en raison surtout de la baisse du nombre d'interruptions planifiées et de l'arrêt des activités à certaines unités, contrebalancés en partie par un accroissement des travaux d'aménagement de carrière. L'aménagement d'une nouvelle carrière permettra d'offrir le combustible le moins coûteux pour la durée de vie résiduelle des centrales. En 2017, quatre interruptions planifiées ont eu lieu durant l'année, tandis qu'en 2018, il n'y a eu qu'une seule interruption importante planifiée à l'une de nos centrales non exploitées. En 2018, il y a eu quatre unités de moins à entretenir dans l'ensemble du portefeuille, ce qui a considérablement réduit les dépenses d'investissement de maintien.

Charbon aux États-Unis

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Disponibilité (%)	74,0	60,2	66,3
Disponibilité ajustée (%) ¹	83,5	84,6	86,2
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 329	3 609
Volume des ventes marchandes (GWh)	7 691	5 704	5 488
Achats d'électricité (GWh)	(3 865)	(3 665)	(3 625)
Total de la production (GWh)	7 155	5 368	5 472
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires ²	559	471	427
Combustible et achats d'électricité	416	314	293
Marge brute aux fins de comparaison	143	157	134
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	67	61	51
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	5	4
BAIIA aux fins de comparaison²	73	91	79
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	2	3
Entretien d'envergure planifié	5	11	29
Total des dépenses d'investissement de maintien³	7	13	32
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité³	8	13	35
Paiements au titre des obligations locatives ³	—	4	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	11	11	8
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	54	63	33

1) Ajustée aux fins d'optimisation de la répartition.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été révisés afin de refléter ce changement.

3) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons retiré les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et avons inclus tous les paiements sur le principal versés au titre des obligations locatives dans un poste distinct. L'accord contractuel comptabilisé comme un contrat de location-financement en 2018 et pour les périodes antérieures n'est pas considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16. En conséquence, les coûts sont inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité, et il n'y a aucun paiement au titre des obligations locatives à compter du 1^{er} janvier 2019.

2019

La disponibilité ajustée pour 2019 a diminué par rapport à celle de 2018, en raison de l'augmentation du nombre d'arrêts forcés et de réductions de la capacité nominale en 2019. L'unité 1 de la centrale de Centralia a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur, ce qui a eu une incidence sur le premier semestre de 2019. Cette réduction de la capacité nominale a été résolue lorsque l'unité a été mise hors service au cours du deuxième trimestre de 2019.

La production a augmenté de 1 787 GWh en 2019 en regard de celle de 2018, en raison surtout de la hausse des prix marchands au cours du premier semestre de 2019 et du calendrier d'optimisation de la répartition. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service jusqu'en avril en raison de la hausse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, tandis qu'en 2018, ces deux unités ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans cette même région. En 2018, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant cette période.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 6 millions de dollars en 2019 par rapport à celles de 2018, en raison surtout des niveaux d'entretien plus élevés requis pour soutenir une hausse de la production de 33 % et du fait d'une hausse des coûts engagés pour résoudre les problèmes de blocage des précipitateurs.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 18 millions de dollars en regard de celui de 2018, en raison notamment d'un événement isolé de prix extrêmes survenu en mars. La centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production physique de l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité en 2019 ont diminué de 5 millions de dollars par rapport à celles de 2018, du fait qu'il y a eu moins d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien en 2019.

En 2019, les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont diminué de 9 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par un recul des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

2018

La disponibilité pour 2018 a reculé par rapport à celle de 2017 en raison du calendrier de l'optimisation de la répartition, ainsi que des interruptions non planifiées et des réductions de la capacité nominale au second semestre de 2018, le tout contrebalancé en partie par des arrêts forcés à l'unité 1 de la centrale de Centralia en janvier 2017. En 2017 et 2018, les deux unités de la centrale de Centralia ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans la région du nord-ouest Pacifique. En 2018 et 2017, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure pendant cette période.

La production a reculé de 104 GWh en 2018 par rapport à celle de 2017, en raison surtout d'une optimisation de la répartition et du nombre accru d'interruptions non planifiées au dernier semestre de l'exercice.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 10 millions de dollars en 2018 par rapport à celles de 2017, en raison d'une hausse de la participation des employés, de la rémunération incitative annuelle et du maintien en poste des employés, ainsi que d'une augmentation des décaissements versés au fonds communautaire.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 12 millions de dollars par rapport à celui de 2017 en raison surtout d'une baisse des coûts du charbon et des prix du marché favorables.

Pour 2018, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont diminué de 22 millions de dollars par rapport à celles de 2017, en raison d'une baisse des interruptions planifiées.

En 2018, les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis se sont améliorés de 30 millions de dollars par rapport à ceux de 2017, en raison surtout d'un BAIIA aux fins de comparaison plus vigoureux et d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

Gaz au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Disponibilité (%)	94,8	93,3	91,6
Production visée par des contrats (GWh)	1 655	1 620	1 504
Production marchande (GWh) ¹	170	93	244
Total de la production (GWh)	1 825	1 713	1 748
Capacité installée brute (MW) ²	945	945	952
Produits des activités ordinaires ³	238	407	423
Combustible et achats d'électricité	74	99	113
Marge brute aux fins de comparaison	164	308	310
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	44	48	53
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	(1)	—	—
BAIIA aux fins de comparaison³	120	259	256
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	10	4	8
Entretien d'envergure planifié	8	16	22
Total des dépenses d'investissement de maintien	18	20	30
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	2	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	18	22	32
Provisions et autres	—	9	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	3	—	—
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	99	228	221

1) Comprend les achats d'électricité, qui sont utilisés pour l'optimisation de la répartition, lorsque cela était rentable.

2) Ne tient pas compte de la capacité de la centrale de Mississauga qui a été mise à l'arrêt au début de 2017. Tous les exercices comprennent la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. Au cours de 2015, le contrôle de l'exploitation de notre centrale de Poplar Creek a été transféré à Suncor Énergie. Nous détenons toujours une portion de la centrale et avons inclus celle-ci en tant que partie intégrante des mesures de notre capacité brute.

3) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

2019

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la disponibilité a augmenté par rapport à celle de 2018, en raison surtout d'une baisse des interruptions planifiées à Fort Saskatchewan et à Sarnia.

Pour l'exercice, la production a augmenté de 112 GWh par rapport à celle de 2018, principalement en raison d'une hausse de la demande de la clientèle et du marché ainsi que d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées, le tout en partie contrebalancé par une hausse du nombre d'interruptions non planifiées.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2019 a diminué de 139 millions de dollars par rapport à celui de 2018, essentiellement en raison de l'expiration du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et de la baisse des paiements prévus tirés du contrat de location-financement de Poplar Creek. Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 comprend des montants respectivement de néant (105 millions de dollars en 2018) et 20 millions de dollars (57 millions de dollars en 2018) liés aux contrats des centrales de Mississauga et de Poplar Creek. De plus, le BAIIA aux fins de comparaison a bénéficié d'une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par rapport à l'exercice précédent en raison d'un recul des frais généraux et des coûts d'exploitation.

Les dépenses d'investissement de maintien ont totalisé 18 millions de dollars en 2019, un recul de 2 millions de dollars attribuable à une baisse des coûts des interruptions planifiées, contrebalancée en partie par le calendrier des achats de pièces de rechange pour la centrale de Sarnia.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué de 129 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la disponibilité a augmenté par rapport à celle de 2017, en raison surtout du projet de conversion par cycles mené en 2017 à la centrale de Windsor et de la baisse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées aux centrales de Sarnia et de Windsor au cours de 2018.

La production pour l'exercice a diminué de 35 GWh par rapport à celle de 2017, la baisse de la demande à la centrale de Sarnia ayant été partiellement compensée par une hausse de la production aux centrales de Fort Saskatchewan, d'Ottawa et de Windsor en 2018.

Pour l'exercice 2018, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celui de 2017, du fait surtout de l'incidence favorable du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga, des prix réalisés plus élevés à la centrale de Sarnia et des initiatives de réduction de coûts, le tout partiellement contrebalancé par le règlement rétroactif du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO reçu en 2017 (34 millions de dollars). Les centrales de Mississauga, d'Ottawa et de Windsor, ainsi que notre participation de 60 % dans la centrale de Fort Saskatchewan, sont détenues grâce à la participation de 50,01 % que nous détenons dans TA Cogen. Le contrat renouvelé de la centrale de Mississauga a pris fin en décembre 2018, et il n'a pas été renouvelé.

Les dépenses d'investissement de maintien ont totalisé 20 millions de dollars en 2018, en baisse de 10 millions de dollars, du fait surtout de dépenses d'investissement plus élevées en 2017, alors que nous avons terminé les travaux d'entretien prévus à la centrale de Sarnia et le projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor qui visait à en accroître la flexibilité pour mieux faire face aux prix du marché.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada se sont améliorés de 7 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse des dépenses d'investissement de maintien en 2018, en partie annulée par une baisse du BAIIA. En 2017, des dépenses d'investissement de maintien ponctuelles ont été engagées dans le cadre du projet de conversion par cycles à la centrale de Windsor.

Gaz en Australie

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Disponibilité (%)	90,6	94,0	93,4
Production visée par des contrats (GWh)	1 832	1 814	1 803
Capacité installée brute (MW) ¹	450	450	450
Produits des activités ordinaires	160	165	180
Combustible et achats d'électricité	5	4	12
Marge brute aux fins de comparaison	155	161	168
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	37	31
BAIIA aux fins de comparaison	118	124	137
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	2	9
Entretien d'envergure planifié	3	—	1
Total des dépenses d'investissement de maintien	5	2	10
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	6	2	10
Divers	—	(14)	—
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	112	136	127

1) En 2017, Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») a racheté la centrale de Solomon, laquelle a donc été retirée de la capacité de 2017, ce qui a été compensé par l'ajout de capacité pour la centrale de South Hedland, qui a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017.

2019

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la disponibilité a diminué par rapport à celle de 2018, en raison surtout des interruptions non planifiées.

En 2019, la production a été comparable à celle de 2018. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 6 millions de dollars par rapport à celui de 2018, en raison de l'affaiblissement du dollar australien et des frais juridiques courants associés à nos litiges avec FMG.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour 2019 ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celles de 2018, en raison surtout des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à notre centrale de Southern Cross.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie ont diminué de 24 millions de dollars en 2019, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison ainsi que d'une hausse des dépenses en immobilisations de maintien. De plus, les flux de trésorerie de 2018 comprenaient le recouvrement d'une créance à long terme.

2018

La disponibilité et la production pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont légèrement augmenté par rapport à celles de 2017, surtout compte tenu d'un exercice complet de production à la centrale de South Hedland, contrebalancé par le rachat par FMG de la centrale de Solomon.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice a diminué de 13 millions de dollars par rapport à celui de 2017, en raison surtout du rachat par FMG de la centrale de Solomon, des charges plus élevées au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout de la centrale de South Hedland, et des frais juridiques courants associés à nos litiges avec FMG, le tout contrebalancé en partie par la hausse du BAIIA tiré de la centrale de South Hedland. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour 2018 ont diminué de 8 millions de dollars par rapport à celles de 2017, en raison des travaux d'entretien d'envergure effectués à notre centrale de Southern Cross en août 2017, qui n'étaient pas nécessaires en 2018.

Les flux de trésorerie de notre secteur Gaz en Australie ont augmenté de 9 millions de dollars en 2018, en raison surtout d'une baisse des exigences au titre des dépenses d'investissement de maintien et d'une augmentation des flux de trésorerie liée au recouvrement d'une créance à long terme, en grande partie contrebalancées par une baisse du BAIIA.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Disponibilité (%)	95,0	95,4	95,8
Production visée par des contrats (GWh)	2 395	2 363	2 362
Production marchande (GWh)	960	1 005	1 098
Total de la production (GWh)	3 355	3 368	3 460
Capacité installée brute (MW) ¹	1 495	1 382	1 363
Produits des activités ordinaires ²	295	302	287
Combustible et achats d'électricité	16	17	17
Marge brute aux fins de comparaison	279	285	270
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	50	50	48
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	8
Autres résultats d'exploitation, montant net ³	(10)	(6)	—
BAIIA aux fins de comparaison²	231	233	214
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	5	1
Entretien d'envergure planifié	11	8	10
Total des dépenses d'investissement de maintien	13	13	11
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	2	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	13	15	13
Paiements au titre des obligations locatives ⁴	1	—	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	1	—
Divers ³	10	6	—
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	206	211	201

1) La capacité installée de 2019 comprend l'ajout, à la fin de décembre, de Big Level et d'Antrim, contrebalancé en partie par une réduction du nombre de turbines éoliennes attribuable aux incendies de tour survenus aux parcs éoliens du Wyoming et de Summerview.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

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

4) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons inclus dans un poste distinct les paiements de principal versés au titre des obligations locatives.

2019

La disponibilité et la production pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont été comparables à celles de 2018, ce qui est conforme à nos attentes. Les parcs éoliens Big Level et Antrim ont eu une incidence minimale sur la disponibilité et la production de 2019, puisqu'ils ont été mis en service à la fin de décembre.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2019 est comparable à celui de 2018. La hausse de l'indemnité d'assurance liée aux incendies de tour survenus aux parcs éoliens du Wyoming et de Summerview a été contrebalancée en partie par une baisse des produits des activités ordinaires attribuable à l'expiration prévue des incitatifs basés sur la production pour trois parcs éoliens.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont reculé de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, par rapport à ceux de l'exercice 2018, en raison surtout d'une baisse des produits des activités ordinaires.

2018

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été comparable à celle de 2017, ce qui est conforme à nos attentes.

La production pour 2018 a diminué de 92 GWh par rapport à celle de 2017, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne en Alberta et aux États-Unis, conjuguée à la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017. Cette baisse de la production a été contrebalancée en partie par une augmentation des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada en 2018.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 a été plus élevé qu'en 2017, en raison de prix marchands plus élevés en Alberta et de l'indemnité d'assurance découlant de l'incendie de la tour du parc éolien du Wyoming, le tout partiellement contrebalancé par l'incidence défavorable d'une baisse des ressources d'énergie éolienne.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire se sont améliorés de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison principalement d'une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par l'ajustement visant à retirer l'indemnité d'assurance des flux de trésorerie.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Production			
Énergie visée par des contrats			
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta (GWh) ¹	1 653	1 519	1 530
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	331	306	336
Énergie marchande			
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	61	81	82
Total de la production d'énergie (GWh)	2 045	1 906	1 948
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	2 978	3 265	3 044
Capacité installée brute (MW)	926	926	926
Produits des activités ordinaires			
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Énergie	101	90	36
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Services auxiliaires	90	104	36
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta ³	57	56	54
Autres produits des activités ordinaires ⁴	44	41	43
Total des produits des activités ordinaires bruts	292	291	169
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁵	(136)	(135)	(48)
Produits des activités ordinaires	156	156	121
Combustible et achats d'électricité	7	6	6
Marge brute aux fins de comparaison	149	150	115
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	38	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	3
BAlIA aux fins de comparaison	110	109	75
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	7	4	8
Entretien d'envergure planifié	7	8	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	14	12	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	1	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	15	13	14
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	–	–
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	93	96	61

1) Les actifs hydroélectriques assortis de CAÉ en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en vertu de la réglementation du CAÉ. Les autres centrales hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui ne sont pas visées par des CAÉ réglementés.

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

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

4) 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.

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

2019

La production pour 2019 a augmenté de 139 GWh par rapport à celle de 2018, en raison principalement d'une hausse des ressources hydrauliques.

Pour 2019, le total des produits des activités ordinaires bruts a été comparable à celui de 2018, le secteur Hydroélectricité optimisant ses produits par une combinaison de ventes d'énergie et de services auxiliaires, ce qui nous permet de maintenir des produits des activités ordinaires constants d'une année à l'autre.

Pour l'exercice 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 1 million de dollars par rapport à celui de 2018, parce que nous avons réussi à réduire les coûts au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration grâce à des initiatives de réduction des coûts, tout en absorbant les frais de gestion de Brookfield, qui s'élèvent à 1,5 million de dollars. Se reporter aux rubriques «Stratégie de l'entreprise» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

En 2019, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à ceux de 2018, en raison surtout d'une hausse des dépenses d'investissement et des frais de démantèlement liés aux actifs de transport.

2018

La production pour 2018 a diminué de 42 GWh par rapport à celle de 2017, en raison principalement de la baisse des ressources hydrauliques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 a augmenté de 34 millions de dollars par rapport à celui de 2017. Alberta Hydro a profité de prix de l'énergie plus vigoureux et d'une hausse de la demande des services auxiliaires.

Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité se sont améliorés de 35 millions de dollars en 2018, comparativement à ceux de 2017, en raison surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison ¹	119	67	57
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	30	24	24
BAIIA aux fins de comparaison¹	89	43	33
Déduire :			
Provisions et autres	(16)	10	(6)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	105	33	39

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

2019

En 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 46 millions de dollars en regard de celui de 2018, en raison des solides résultats dans l'ensemble des segments de marché, et plus particulièrement ceux des marchés de l'ouest et de l'est des États-Unis en raison d'une volatilité élevée soutenue. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté en raison de 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 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.

Pour 2019, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté de 72 millions de dollars par rapport à ceux de 2018, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et d'autres règlements en espèces.

2018

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018, exclusion faite des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché, a augmenté de 10 millions de dollars par rapport à celui de 2017 en raison des solides résultats dans la plupart des segments de marché, et plus particulièrement ceux du marché de l'ouest des États-Unis, et des améliorations d'une année à l'autre sur les marchés du gaz naturel.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie pour 2018 ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à ceux de 2017, en raison surtout du règlement de positions de négociation ayant subi l'incidence négative du temps froid au premier trimestre.

Siège social

Exercice clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	73	86	84
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	2	—	—
BAlIA aux fins de comparaison	(76)	(87)	(85)
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	12	16	18
Total des dépenses d'investissement de maintien	12	16	18
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	4	4
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	12	20	22
Provisions	—	—	1
Paiements au titre des obligations locatives ¹	4	—	—
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(92)	(107)	(108)

1) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons inscrit les paiements de principal versés au titre des obligations locatives dans un poste distinct.

2019

En 2019, les frais généraux du secteur Siège social se sont établis à 76 millions de dollars, en baisse de 11 millions de dollars par rapport au montant de 87 millions de dollars enregistré en 2018, essentiellement en raison des initiatives de réduction de coûts et des paiements au titre des obligations locatives. De plus, nous avons réalisé un profit net de 13 millions de dollars sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, lequel a été annulé principalement par la hausse des frais juridiques. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions est fixé en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres. Les flux de trésorerie du secteur Siège social ont bénéficié également d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité attribuable à une hausse en 2018 des dépenses liées à de nouvelles solutions d'automatisation et de technologies de l'information mises en œuvre dans les années antérieures, ce qui a contribué aux réductions de coûts en 2019.

2018

Pour 2018, les coûts indirects du secteur Siège social de 87 millions de dollars étaient comparables à ceux de 2017 puisque nous avons tiré avantage des initiatives visant à réduire les coûts, lesquelles ont été contrebalancées par l'ajout de l'équipe de gestion de la chaîne d'approvisionnement qui nous permettra de réaliser des économies de coûts futures en optimisant notre pouvoir d'achat. Les flux de trésorerie du secteur Siège social comprenaient également un montant de 20 millions de dollars (22 millions de dollars en 2017) au titre de dépenses d'investissement de maintien et de dépenses d'investissement liées à la productivité.

Quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2019	2018
Produits des activités ordinaires	609	622
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	286	336
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	127	139
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	66	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	181	132
BAlIA aux fins de comparaison ¹	243	265
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	189	217
Flux de trésorerie disponibles ¹	121	98
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,24	(0,43)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,67	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,43	0,34
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ³	0,04	0,08
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	0,26	0,52

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

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAlIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAlIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

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

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

Faits saillants financiers

Nous avons obtenu de solides résultats au quatrième trimestre, les flux de trésorerie disponibles s'étant établis à 121 millions de dollars, comparativement à 98 millions de dollars à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse des dépenses d'investissement de maintien et des distributions versées aux filiales, contrebalancée en partie par un recul du BAlIA aux fins de comparaison. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont établis à 189 millions de dollars, soit 28 millions de dollars de moins qu'au quatrième trimestre de 2018, baisse aussi attribuable principalement au recul du BAlIA aux fins de comparaison.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2019 a été de 66 millions de dollars (résultat net de 0,24 \$ par action), contre une perte nette de 122 millions de dollars (perte nette de 0,43 \$ par action) à la période correspondante de 2018, soit une amélioration de 188 millions de dollars. Cela s'explique en partie par l'échange avec Capital Power visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee, dans le cadre duquel nous avons comptabilisé un profit de 88 millions de dollars sur la résiliation du contrat lié aux droits relatifs aux mines de charbon et un profit de 77 millions de dollars sur la vente de l'unité 3 de la centrale de Genesee (voir les rubriques «Faits saillants» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements). En outre, on a pu voir au quatrième trimestre l'incidence des initiatives visant à réduire les coûts qui ont entraîné une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi que des charges d'intérêts, le tout partiellement annulé par une hausse de l'imputation pour dépréciation, des pertes sur la vente d'immobilisations corporelles et une hausse de la charge d'impôts sur le résultat.

Flux de trésorerie sectoriels générés par les activités et rendement de l'exploitation

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités mesurent la trésorerie nette provenant de chacun de nos secteurs, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, des frais de restauration des lieux et des provisions. Sont aussi exclus les profits ou les pertes latents sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, les distributions à nos partenaires sans contrôle et les dividendes versés à nos porteurs d'actions privilégiées, et faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie sectoriels et le rendement de l'exploitation des activités pour les trois mois clos les 31 décembre 2019 et 2018 :

Trois mois clos les 31 décembre	2019	2018
Disponibilité (%) ¹	91,6	91,5
Production (GWh) ¹	8 153	8 276
Flux de trésorerie sectoriels²		
Charbon au Canada	37	16
Charbon aux États-Unis	25	21
Gaz au Canada	22	59
Gaz en Australie	25	35
Énergie éolienne et énergie solaire	72	74
Hydroélectricité	13	11
Flux de trésorerie sectoriels liés à la production	194	216
Commercialisation de l'énergie	31	10
Siège social	(29)	(34)
Total des flux de trésorerie sectoriels	196	192

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production et contrats de location-financement) et excluent les actifs hydroélectriques et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. La production comprend tous les actifs de production, peu importe l'instrument de placement et le type de combustible.

2) Cet élément 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 «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 a été comparable à celle de la période correspondante de 2018. La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 a reculé par rapport à celle de la période correspondante de 2018 en raison surtout des réductions rémunérées dans le secteur Charbon au Canada et de la baisse des ressources d'énergie éolienne, le tout en partie contrebalancé par une hausse de la production dans le secteur Charbon aux États-Unis.

Les flux de trésorerie aux fins de comparaison générés par l'entreprise ont totalisé 196 millions de dollars au quatrième trimestre, une augmentation de 4 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des flux de trésorerie est attribuable en grande partie à la solide performance des secteurs Charbon au Canada et Commercialisation de l'énergie, annulée en partie par un recul des flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada du fait de la résiliation du contrat relatif à la centrale de Mississauga ainsi que des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de Poplar Creek. De plus, en 2018, les flux de trésorerie aux fins de comparaison ont bénéficié du règlement d'une créance à long terme dans le secteur Gaz en Australie.

Analyse des résultats financiers consolidés pour le quatrième trimestre

BAIIA aux fins de comparaison

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison :

Trois mois clos les 31 décembre	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	66	(122)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	27	43
Dividendes sur actions privilégiées	10	20
Résultat net	103	(59)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Charge d'impôts sur le résultat	40	(16)
Profit à la vente d'actifs et autres	(64)	—
(Profit) perte de change	(3)	—
Charge d'intérêts nette	18	50
Amortissement	154	152
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	5	15
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	31	37
Produits d'intérêts australiens	1	1
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	(1)	32
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	—	—
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ¹	—	30
Profit réalisé à la résiliation du contrat de droits sur les mines de charbon de Keephills 3	(88)	—
Imputation pour dépréciation d'actifs ²	47	23
BAIIA aux fins de comparaison	243	265

1) Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 sont comme suit : produits des activités ordinaires de néant (30 millions de dollars en 2018).

2) Les imputations pour dépréciation d'actifs pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 comprennent une augmentation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 32 millions de dollars à la mine de Centralia et un montant de 15 millions de dollars au titre de camions détenus en vue de la vente et réduits à la valeur nette de réalisation (comprenaient en 2018 la radiation des frais de mise en valeur de projet de 23 millions de dollars).

Le BAIIA aux fins de comparaison par secteur pour les trimestres clos les 31 décembre 2019 et 2018 est présenté sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison		
Charbon au Canada	55	48
Charbon aux États-Unis	29	24
Gaz au Canada	29	74
Gaz en Australie	28	32
Énergie éolienne et énergie solaire	80	82
Hydroélectricité	18	17
Commercialisation de l'énergie	26	16
Siège social	(22)	(28)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	243	265

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le quatrième trimestre de 2019 a diminué de 22 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2018, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Charbon au Canada ont augmenté de 7 millions de dollars en raison surtout de la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2019.
- Les résultats du secteur Charbon aux États-Unis ont bondi de 5 millions de dollars du fait surtout d'une baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité et d'une hausse des volumes.
- Notre secteur Gaz au Canada a reculé de 45 millions de dollars en raison principalement de la résiliation du contrat de la centrale de Mississauga en 2018 et des paiements moins élevés que prévu de la centrale de Poplar Creek.
- Le secteur Gaz en Australie a reculé de 4 millions de dollars, en raison essentiellement de l'affaiblissement du dollar australien et de frais juridiques légèrement plus élevés.
- Les résultats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont reculé de 2 millions de dollars d'une période à l'autre du fait surtout d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable à l'expiration prévue des incitatifs basés sur la production pour les parcs éoliens.
- Les résultats du secteur Hydroélectricité sont demeurés relativement stables, comme en témoigne la légère hausse de 1 million de dollars, ce qui est conforme à nos attentes.
- Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté de 10 millions de dollars, en raison surtout de la forte volatilité qui persiste dans le marché.
- Les coûts du secteur Siège social ont diminué de 6 millions de dollars au quatrième trimestre, en raison notamment du profit net réalisé sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions et des réductions de coûts.

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

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, les fonds provenant des activités d'exploitation par action, les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie disponibles par action sont des mesures non conformes aux IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérés isolément ou comme des mesures de remplacement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou encore comme des mesures plus significatives que ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement ou de notre situation de trésorerie. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

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 périodes de trois mois closes les 31 décembre 2019 et 2018 :

Trois mois clos les 31 décembre	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	181	132
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	1	69
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	182	201
Ajustements		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	5	15
Divers	2	1
Fonds provenant des activités d'exploitation	189	217
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(30)	(52)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(22)	(43)
Paiements au titre des obligations locatives ¹	(5)	(4)
Divers	1	(1)
Flux de trésorerie disponibles	121	98
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	280	286
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,67	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action	0,43	0,34

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé la façon de rapprocher les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles afin de présenter les paiements liés à des obligations locatives dans un poste distinct et de retirer les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien. Les résultats des périodes antérieures ont été révisés afin de refléter ces changements.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2019 et 2018 :

Trois mois clos les 31 décembre	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison	243	265
Provisions	(1)	(5)
Charge d'intérêts	(41)	(40)
Charge d'impôt exigible	(7)	(10)
Profit (perte) de change réalisé	1	1
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(10)	(8)
Autres éléments sans effet de trésorerie	4	14
Fonds provenant des activités d'exploitation	189	217
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(30)	(52)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(22)	(43)
Paiements au titre des obligations locatives	(5)	(4)
Divers	1	(1)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	121	98
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	280	286
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison par action	0,67	0,76
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison par action	0,43	0,34

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 du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. 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 2019	T2 2019	T3 2019	T4 2019
Produits des activités ordinaires	648	497	593	609
BAlIA aux fins de comparaison ¹	221	215	305	243
Fonds provenant des activités d'exploitation	169	155	244	189
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(65)	—	51	66
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,23)	—	0,18	0,24
	T1 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018
Produits des activités ordinaires	588	446	593	622
BAlIA aux fins de comparaison ¹	396	248	252	265
Fonds provenant des activités d'exploitation	318	188	204	217
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	65	(105)	(86)	(122)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	0,23	(0,36)	(0,30)	(0,43)

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAlIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAlIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

2) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison 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 BAlIA aux fins de comparaison 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 :

- Profits liés à l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keepphills et l'unité 3 de la centrale de Genesee au quatrième trimestre de 2019
- Répercussions des imputations pour dépréciation et des reprises de dépréciation au cours des troisième et quatrième trimestres de 2019 et des imputations pour dépréciation au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2018
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs au cours du troisième trimestre de 2019;
- Modification des taux d'imposition en Alberta au deuxième trimestre de 2019
- Paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek qui est entré en vigueur en janvier 2019
- Comptabilisation du paiement de résiliation anticipé de 157 millions de dollars reçu à l'égard des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au cours du premier trimestre de 2018 et du montant de 56 millions de dollars reçu à l'issue d'un arbitrage gagnant contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019

Principaux ratios financiers

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 2019.

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

Exercice clos le 31 décembre	2019	2018	2017
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	757	927	804
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ	(56)	(157)	–
Ajouter : intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	166	174	205
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	867	944	1 009
Intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts	172	176	214
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20	20
Intérêts ajustés	192	196	234
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,5	4,8	4,3

1) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» 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 et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Bien que toutes les périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio a diminué légèrement en 2019 par rapport à celui de 2018, principalement en raison de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée

Aux 31 décembre	2019	2018	2017
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	757	927	804
Déduire : Indemnités de résiliation de CAÉ ¹	(56)	(157)	–
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(20)	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajusté¹	681	750	784
Dette à long terme à la fin de la période ³	3 212	3 267	3 707
Titres échangeables	326	–	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(411)	(89)	(314)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	(27)	–
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(7)	(10)	(30)
Dette nette ajustée	3 581	3 612	3 834
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	19,0	20,8	20,4

1) Douze derniers mois.

2) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» 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 et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

3) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017.

Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée a diminué en raison d'une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés par rapport à ceux de 2018, en partie contrebalancée par une baisse de la dette nette ajustée. En 2017 et en 2018, nous avons atteint le bas de notre fourchette cible, qui est de 20 % à 25 %.

Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison

Aux 31 décembre	2019	2018	2017
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 212	3 267	3 707
Titres échangeables	326	–	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(411)	(89)	(314)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	(27)	–
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(7)	(10)	(30)
Dette nette ajustée	3 581	3 612	3 834
BAIIA aux fins de comparaison ^{3,4}	984	1 161	1 030
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ^{3,4}	(56)	(157)	–
BAIIA aux fins de comparaison ajusté^{3,4}	928	1 004	1 030
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,9	3,6	3,7

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017.

3) Douze derniers mois.

4) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure les profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ce changement.

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté par rapport à celui de 2018, du fait surtout de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison ajusté au cours de l'exercice, après ajustement des indemnités de résiliation de CAÉ.

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine la dette nette sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté de manière déconsolidée afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier en excluant la partie de TransAlta Renewables et de TA Cogen que TransAlta ne détient pas. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Aux 31 décembre	2019	2018	2017
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 212	3 267	3 707
Titres échangeables	326	–	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(411)	(89)	(314)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	(27)	–
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(7)	(10)	(30)
Déduire : dette nette à long terme de TransAlta Renewables	(961)	(932)	(1 043)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ³	(145)	(28)	(31)
Dette nette déconsolidée	2 475	2 652	2 760
BAIIA aux fins de comparaison ^{4,5}	984	1 161	1 030
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁴	(56)	(157)	–
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁴	(438)	(430)	(424)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁴	(80)	(181)	(182)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁴	151	151	140
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ⁴	37	86	86
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé^{4,5}	598	630	650
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé^{4,5} (multiple)	4,1	4,2	4,2

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 décembre 2019, au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017.

3) Concerne des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.

4) Douze derniers mois.

5) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons révisé le calcul du BAIIA aux fins de comparaison pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et des périodes antérieures ont été ajustés pour refléter ce changement.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé s'est amélioré légèrement par rapport à celui de 2018, la baisse de la dette nette déconsolidée ayant été contrebalancée en partie par la baisse du BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a mis en œuvre une nouvelle politique en matière de dividendes qui a pour objectif de retourner aux actionnaires de 10 % à 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta en harmonisant les rendements aux actionnaires avec les actifs détenus directement par TransAlta. Cette mesure 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 et non conformes aux IFRS additionnelles» 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 :

	2019			2018			2017		
	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	849	331		820	385		626	290	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(121)	(23)		44	5		114	17	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	728	308		864	390		740	307	
<i>Ajustements :</i>									
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	24	—		59	—		59	—	
Produits financiers et produits d'intérêts - participations financières	—	(76)		—	(171)		—	(86)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés - participations financières	—	146		—	162		—	137	
Divers	5	—		4	—		5	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	757	378	379	927	381	546	804	358	446
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			151			151			140
Distributions au partenaire de TA Cogen			(37)			(86)			(86)
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			(56)			(157)			—
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			437			454			500

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2018 au 31 décembre 2019 :

Actifs	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie	322	Calendrier des encaissements et des décaissements et trésorerie reçue de l'émission des titres échangeables
Liquidités soumises à restrictions	(34)	Liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet de Kent Hills libérées en juillet 2019 (31 millions de dollars) et liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP réglées en février 2019 (35 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par les paiements (17 millions de dollars) reçus aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon en août 2019, qui seront soumis à des restrictions jusqu'au règlement des obligations de TransAlta OCP en février 2020, ainsi que par de nouvelles liquidités soumises à restrictions liées au financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Big Level (15 millions de dollars)
Créances clients et autres débiteurs	(294)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(15)	Remboursements de principal
Immobilisations corporelles	43	Amortissement pour la période (630 millions de dollars), cessions nettes liées principalement à la vente de l'unité 3 de la centrale de Genesee et au démantèlement de la centrale de Mississauga (265 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (58 millions de dollars) et ajustements liés à l'adoption de l'IFRS 16 (62 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (522 millions de dollars), des acquisitions liées principalement à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à Antrim (439 millions de dollars) et des révisions des frais de démantèlement et de remise en état (23 millions de dollars)
Actifs au titre de droits d'utilisation	146	Transferts des immobilisations corporelles, immobilisations incorporelles et autres actifs (38 millions de dollars) et nouveaux actifs au titre de droits d'utilisation comptabilisés selon l'IFRS 16 (47 millions de dollars) (se reporter à la rubrique «Modifications comptables» pour plus de précisions), acquisitions liées au gazoduc Pioneer (45 millions de dollars) et acquisitions de contrats de terrains et autres acquisitions (36 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par l'amortissement (18 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	(55)	Amortissement (50 millions de dollars) et cessions nettes liées principalement à la vente de l'unité 3 de la centrale de Genesee (28 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (14 millions de dollars) et des acquisitions liées principalement au parc Antrim (16 millions de dollars)
Autres actifs	(36)	Reclassement des frais de mise en valeur du projet de gazoduc Pioneer dans les immobilisations corporelles (15 millions de dollars) et radiation des projets qui ne seront plus poursuivis (18 millions de dollars)
Divers	3	
Total de la variation des actifs	80	
Passif et capitaux propres	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Dettes fournisseurs et charges à payer	(83)	Calendrier des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(21)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (y compris la tranche courante)	(55)	Remboursements sur les facilités de crédit (119 millions de dollars), remboursements de la dette à long terme (96 millions de dollars), variations favorables des taux de change (42 millions de dollars), réduction liée à la réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (35 millions de dollars), décomptabilisation d'une obligation locative à l'adoption de l'IFRS 16 (32 millions de dollars) et remboursements des obligations locatives (21 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par un financement donnant droit à des avantages fiscaux (166 millions de dollars) et de nouvelles obligations locatives (133 millions de dollars)
Titres échangeables	326	Émission de débentures échangeables à Brookfield en mai 2019. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	90	Changement dans l'estimation de la mine de Centralia (141 millions de dollars), désactualisation (23 millions de dollars), acquisition de passifs (19 millions de dollars), révisions des taux d'actualisation (16 millions de dollars) et passifs contractés (14 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par des passifs réglés (42 millions de dollars), une baisse des flux de trésorerie estimés à d'autres endroits (38 millions de dollars), la cession de passifs (32 millions de dollars) et les variations favorables des taux de change (7 millions de dollars). Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(21)	Règlements de contrats en partie contrebalancés par des prix du marché favorables
Passifs sur contrat	(73)	Le contrat de droits relatifs aux mines de charbon a été résilié dans le cadre de l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee (88 millions de dollars), facteur partiellement contrebalancé par des passifs sur contrat retirés des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants, car ils ne sont plus considérés comme des contrats de location depuis l'adoption de l'IFRS 16 (15 millions de dollars). Se reporter aux rubriques «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» et «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	14	Pertes actuarielles avant impôts (33 millions de dollars) en partie contrebalancées par le reclassement de passifs dans les passifs sur contrat (15 millions de dollars)
Passifs d'impôt différé	(29)	Diminution des différences temporaires imposables attribuable surtout à la réduction du taux d'imposition en Alberta (se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» pour plus de précisions)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(36)	Montant net des autres éléments du résultat global (28 millions de dollars), dividendes sur actions ordinaires (34 millions de dollars), dividendes sur actions privilégiées (30 millions de dollars), actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (68 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par le résultat net (82 millions de dollars), l'incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (33 millions de dollars) et des variations dans les participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (6 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	(36)	Distributions versées et à verser (135 millions de dollars) et placements intersociétés désignés comme étant à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (17 millions de dollars), contrebalancés en partie par le résultat net (94 millions de dollars), des variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables par suite de l'émission d'actions dans le cadre du régime de réinvestissement des dividendes (22 millions de dollars)
Divers	4	
Total de la variation des passifs et des capitaux propres	80	

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 2018 et 2017 comparativement à celles de l'exercice clos le 31 décembre 2019 :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	89	314	(225)	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	849	820	29	Variations favorables du fonds de roulement hors trésorerie (165 millions de dollars) contrebalancées en partie par une baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variations du fonds de roulement (136 millions de dollars), du fait principalement de l'incidence nette des indemnités de résiliation de CAE
Activités d'investissement	(512)	(394)	(118)	Hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles du fait surtout de la construction de Big Level et d'Antrim (140 millions de dollars), hausse des acquisitions attribuable surtout à l'acquisition de Kinetico (87 millions de dollars), investissement dans le gazoduc Pioneer (83 millions de dollars), paiements inférieurs à ce qui était prévu liés à des contrats de location-financement (35 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par une diminution des liquidités soumises à restrictions (69 millions de dollars), une variation favorable des soldes du fonds de roulement hors trésorerie liés aux activités d'investissement (128 millions de dollars) et une augmentation du produit tiré de la vente d'immobilisations corporelles (11 millions de dollars)
Activités de financement	(14)	(651)	637	Diminution des remboursements sur la dette à long terme (1083 millions de dollars), émission des titres échangeables (350 millions de dollars), baisse du produit sur l'émission de titres d'emprunt (179 millions de dollars) et baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (59 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par la hausse des remboursements nets sur les facilités de crédit (431 millions de dollars), le produit reçu en 2018 pour la vente d'actions ordinaires de TransAlta Renewables (144 millions de dollars), la baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (48 millions de dollars) et la hausse des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (45 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	—	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	411	89	322	
Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	314	305	9	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	820	626	194	Augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant fonds de roulement (124 millions de dollars) et variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie (70 millions de dollars)
Activités d'investissement	(394)	87	(481)	Baisse du produit tiré de la vente du parc éolien de Wintaring Hills et de la centrale de Solomon (476 millions de dollars), variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement (153 millions de dollars), et acquisition de Big Level et d'Antrim (30 millions de dollars), contrebalancées en partie par une baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles (61 millions de dollars), une baisse de la charge d'impôts liée aux activités d'investissement (56 millions de dollars), une baisse des acquisitions d'immobilisations incorporelles (31 millions de dollars) et une diminution des émissions de prêts à recevoir (39 millions de dollars)
Activités de financement	(651)	(703)	52	Augmentation des emprunts aux termes des facilités de crédit (286 millions de dollars), hausse des émissions de titres de créance à long terme (85 millions de dollars) et augmentation du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (144 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par une hausse des remboursements de la dette à long terme (365 millions de dollars), une baisse des profits réalisés sur les instruments financiers (58 millions de dollars) et le rachat d'actions ordinaires (23 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	89	314	(225)	

Capital financier

La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie à l'appui du maintien de son bilan et 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 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.

En 2019, Moody's a renouvelé la note à titre d'émetteur de Ba1 et a révisé la perspective de sa note de crédit, la faisant passer de positive à stable. En 2019, Fitch Ratings a abaissé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BB+ 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 abaissé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BB+ avec 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

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2019		2018		2017	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	647	9	647	9	1 046	13
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	905	13	943	13	1 499	19
Titres échangeables	326	5	—	—	—	—
Facilités de crédit	—	—	174	2	—	—
Divers	9	—	11	—	13	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(348)	(5)	(16)	—	(294)	(4)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(10)	—	(27)	—	—	—
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ¹	(7)	—	(10)	—	(30)	—
Dette avec recours, à l'exclusion du financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	1 522	22	1 722	24	2 234	28
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	145	2	28	—	31	—
Dette sans recours	426	6	469	6	208	3
Obligations locatives	119	2	63	1	69	1
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	2 212	32	2 282	31	2 542	32
TransAlta Renewables						
Facilité de crédit	220	3	165	2	27	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(63)	(1)	(73)	(1)	(20)	—
Dette avec recours	157	2	92	1	7	—
Dette sans recours	718	10	767	11	814	11
Obligations locatives	23	—	—	—	—	—
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	898	12	859	12	821	11
Total de la dette nette consolidée	3 110	44	3 141	43	3 363	43
Participations ne donnant pas le contrôle	1 101	15	1 137	16	1 059	14
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	2 978	42	3 059	42	3 094	40
Actions privilégiées	942	13	942	13	942	12
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(959)	(14)	(1 004)	(14)	(710)	(9)
Total du capital	7 172	100	7 275	100	7 748	100

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique «Instruments financiers» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Nous avons continué de solidifier notre situation financière en 2019 et nous avons réduit de 253 millions de dollars le total de notre dette nette consolidée depuis la fin de 2017. Notre stratégie de financement comprend le remplacement de notre dette avec recours de premier rang par du financement au niveau des actifs, y compris du financement donnant droit à des avantages fiscaux. La dette nette avec recours, à l'exclusion du financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis, a diminué de 712 millions de dollars, passant de 2 234 millions de dollars en 2017 à 1 522 millions de dollars en 2019. Nous avons amélioré la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

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 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. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve que certaines conditions soient remplies.
- 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 dans le cours normal des activités, pour un coût total de 68 millions de dollars.

2018

- Le rachat anticipé de nos billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains échéant le 15 mai 2018 pour environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), à même le produit tiré de l'indemnité de résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et des liquidités existantes.
- Le rachat par anticipation de nos débentures à 6,40 % en circulation d'un capital de 400 millions de dollars, échéant en novembre 2019, pour environ 425 millions de dollars.
- Le remboursement de la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée aux projets Mass Solar.
- Le rachat et l'annulation de 3 264 500 actions ordinaires au prix moyen de 7,02 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA dans le cours normal des activités, pour un coût total de 23 millions de dollars.

2017

- Le remboursement prévu d'un billet de premier rang de 400 millions de dollars américains à même les liquidités existantes. Ce paiement était couvert par un swap de devises conclu lors de l'émission de la créance qui a réduit effectivement d'environ 107 millions de dollars nos paiements libellés en dollars canadiens.
- Le rachat par anticipation de toutes les débentures sans recours en circulation de Canadian Hydro Developers Inc. («CHD»).

Entre 2020 et 2022, un montant d'environ 1 217 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, un montant d'environ 920 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Pour ce qui est de la dette qui viendra à échéance en 2020, nous prévoyons utiliser nos liquidités et nos facilités de crédit existantes tandis que nous prévoyons refinancer la dette qui viendra à échéance en 2022.

La dépréciation du dollar américain a réduit nos soldes de dette à long terme de 42 millions de dollars au 31 décembre 2019. 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. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Aux 31 décembre	2019	2018
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) et sur les créances au titre de contrats de location-financement	(21)	42
Couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(9)	11
Couvertures économiques et autres	(9)	21
Non couvert	(3)	2
Total	(42)	76

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Au 31 décembre 2019, nous disposons de 2,2 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2018) de facilités de crédit consenties, dont un montant de 1,3 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars en 2018) était disponible. Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au 31 décembre 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,9 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2018), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,2 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et à des lettres de crédit de 0,7 milliard de dollars (0,7 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,3 milliard de dollars venant à échéance en 2023, une facilité bancaire consortiale consentie de TransAlta Renewables de 700 millions de dollars venant à échéance en 2023 et trois facilités de crédit bilatérales totalisant 240 millions de dollars venant à échéance en 2021.

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston, de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de Kent Hills Wind LP et de TransAlta OCP dont la valeur comptable s'élève à 1 143 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) 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 2019. 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 2020. Au 31 décembre 2019, un montant de 42 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) 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. La Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit au 31 décembre 2019.

Les autres entités de la Société sont dans l'incapacité d'avoir accès au produit du financement donnant droit à des avantages fiscaux des parcs Big Level et Antrim d'un montant de 91 millions de dollars, étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités qui réalisent les projets aux fins du paiement du solde des frais de mise en valeur de projet.

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 224 millions de dollars au 31 décembre 2019 (432 millions de dollars en 2018). Notre fonds de roulement a diminué d'un exercice à l'autre, en raison surtout des débentures de 400 millions de dollars à payer en 2020. Compte non tenu de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives de 513 millions de dollars, l'excédent des actifs courants sur les passifs courants se chiffrait à 737 millions de dollars au 31 décembre 2019 (580 millions de dollars 2018), soit une hausse de 157 millions de dollars essentiellement attribuable à une hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi qu'à des remboursements sur la facilité de crédit du fait du produit tiré des débentures échangeables de 350 millions de dollars émises en mai 2019 à Brookfield et de la robustesse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Capital social

Nos actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C et de série E n'ont pas obtenu le nombre minimal requis de votes en 2017 pour donner effet à la conversion en actions de série D et de série F, respectivement, de sorte que les actions privilégiées de série C et de série E donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Nos actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G n'ont pas non plus obtenu le nombre minimal requis de votes en 2019 pour donner effet à la conversion en actions de série H. Par conséquent, les actions privilégiées de série G donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle.

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

Aux	3 mars 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	277,0	277,0	284,6
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	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 à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 décembre 2019, nous détenons une participation de 60,4 % (60,9 % au 31 décembre 2018) dans TransAlta Renewables. En 2019, notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ deux millions d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous ne participons pas à ce régime.

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 quatre centrales alimentées au gaz naturel (Mississauga, Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au charbon, 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 2019 a diminué de 14 millions de dollars par rapport à celui de 2018 pour s'établir à 94 millions de dollars. Au cours de 2019, le résultat a diminué à TransAlta Renewables en raison surtout d'une baisse des produits financiers et des produits d'intérêts liés aux filiales de TransAlta, de pertes de change attribuables à l'affaiblissement du dollar australien et d'une hausse de la dotation aux amortissements, contrebalancées en partie par une augmentation de la juste valeur des

investissements dans les filiales de TransAlta. Les résultats réalisés par TA Cogen se sont accrus en 2019, en raison surtout de la vigueur des prix en Alberta et des coûts moins élevés du combustible à la centrale alimentée au charbon.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 66 millions de dollars par rapport à celui de 2017 pour s'établir à 108 millions de dollars. Le résultat a augmenté à TransAlta Renewables en 2018 en raison d'une hausse des produits financiers tirés de son investissement dans les activités en Australie et de la dépréciation d'un placement en 2017. Le résultat réalisé par TA Cogen a reculé en 2018 en raison surtout du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor qui a eu une incidence positive sur le résultat de 2017.

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	2019	2018	2017
Intérêt sur la dette	161	184	218
Intérêt sur les titres échangeables	20	—	—
Produits d'intérêts	(13)	(11)	(7)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(6)	(2)	(9)
Perte au titre du rachat des obligations	—	24	6
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	4	3	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	15	13	18
Financement d'intérêts donnant droit à des avantages fiscaux	(35)	—	—
Autres charges ¹	10	15	(3)
Désactualisation des provisions	23	24	21
Charge d'intérêts nette	179	250	247

1) En 2019, les autres charges d'intérêts comprenaient un montant d'environ 5 millions de dollars (7 millions de dollars en 2018 et néant en 2017) au titre de la composante financement importante exigée selon l'IFRS 15. De plus, au cours de l'exercice 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable.

La charge d'intérêts nette a diminué en 2019, du fait surtout du crédit de 35 millions de dollars au titre du bouclier fiscal (avantage fiscal sur un amortissement fiscal) réclamé en 2019 à l'égard des projets Big Level et Antrim et attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. En outre, aucune prime au remboursement anticipé n'a été versée en 2019 étant donné qu'il n'y a eu aucun remboursement anticipé des obligations au cours de l'exercice. À l'exercice 2018, des primes au remboursement anticipé de 24 millions de dollars avaient été comptabilisées.

La charge d'intérêts nette a augmenté en 2018 par rapport à celle de 2017, en raison de la prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars liée au remboursement anticipé de billets de premier rang de 500 millions de dollars américains, d'un montant de 5 millions de dollars de coûts passés en charges dans le cadre du financement d'un projet qui n'est plus réalisable, de la prime au remboursement anticipé de 19 millions de dollars liée au remboursement anticipé de la débenture de 400 millions de dollars et d'une baisse des intérêts incorporés au coût de l'actif. Ces hausses ont été neutralisées en partie par une baisse des intérêts sur la dette liée à la baisse de la dette.

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 2019 et au premier trimestre de 2020 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
	15 avr. 2019	1 ^{er} juill. 2019		30 juin 2019	0,0400	0,16931	0,23136	0,25169
16 juill. 2019	1 ^{er} oct. 2019	30 sept. 2019	0,0400	0,16931	0,23422	0,25169	0,32463	0,33125
9 oct. 2019	1 ^{er} janv. 2020	31 déc. 2019	0,0400	0,16931	0,23113	0,25169	0,32463	0,31175
16 janv. 2020	1 ^{er} avr. 2020	31 mars 2020	0,0425	0,16931	0,22949	0,25169	0,32463	0,31175

Perspectives financières pour 2020

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2020 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible
BALIA aux fins de comparaison	De 925 millions de dollars à 1 000 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	De 325 millions de dollars à 375 millions de dollars
Dividende	0,17 \$ par action sur une base annualisée

Fourchette des principales hypothèses

Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 53 \$ à 63 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 25 \$ à 35 \$

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2020

Dépenses d'investissement de maintien	De 170 millions de dollars à 200 millions de dollars
---------------------------------------	--

Activités d'exploitation

Prix du marché et stratégie de couverture

En 2020, les prix de l'électricité en Alberta devraient être semblables à ceux de 2019, compte tenu des conditions de l'offre et de la demande similaires dans l'ensemble. Cependant, les conditions météorologiques et la demande ont une incidence importante sur les prix réels établis. En 2020, les prix de l'électricité dans la région du nord-ouest Pacifique devraient être moins élevés qu'en 2019 puisque les prix de 2019 ont été touchés, au premier trimestre, par des événements précis qui ne devraient pas se reproduire dans l'avenir. Les prix de l'électricité en Ontario devraient être comparables ou supérieurs à ceux de 2019.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille est d'offrir un niveau de confiance élevé à l'égard des flux de trésorerie disponibles annuels, procurant ainsi une exposition favorable à la volatilité des prix en Alberta. Compte tenu de nos coûts d'exploitation au comptant, nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos objectifs annuels en matière de flux de trésorerie disponibles 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.

Coûts du combustible

En ce qui concerne les centrales thermiques de l'Alberta, nous nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant par tonne en Alberta soient plus élevés en 2020 qu'en 2019 compte tenu de la baisse des volumes des mines qui entraîne une légère détérioration de la rentabilité des mines. Les volumes de charbon baissent en raison de l'augmentation de la consommation du gaz naturel dans les centrales thermiques de l'Alberta. Cette modification à la gamme de combustibles 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.

Dans le nord-ouest du Pacifique aux États-Unis, la mine adjacente à notre centrale Centralia fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Charbon aux États-Unis a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. En 2017, 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 du gaz. Le coût du combustible livré en 2020 devrait être comparable à celui de 2019.

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 de notre 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 surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. En 2020, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute se situant entre 75 millions de dollars et 85 millions de dollars pour l'exercice.

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.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts pour 2020 devrait être plus élevée que celle de 2019, en raison surtout de la hausse de la dette. La hausse de la dette est essentiellement attribuable aux emprunts prévus sur les facilités de crédit à l'appui de nos plans de croissance ainsi qu'aux débentures échangeables émises en mai 2019 à Brookfield et aux actions privilégiées échangeables de 400 millions de dollars qui devraient être émises à Brookfield en octobre 2020. 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 pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts engagée.

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Actuellement, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,7 milliard de dollars, dont 411 millions de dollars en trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure de capital et nous comptons être bien positionnés pour respecter les prochaines échéances de la dette en 2020 et en 2022. Se reporter aux rubriques «Stratégie d'entreprise» et «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité

Nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimées sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses engagées en 2018	Dépenses engagées en 2019	Dépenses prévues en 2020	
Dépenses d'investissement courantes ¹	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	50	50	60	80
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	58	68	100	110
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	42	23	10	10
Total des dépenses d'investissement de maintien²		150	141	170	200
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	L'indemnité d'assurance en 2019 est liée aux incendies survenus dans les tours des parcs éoliens du Wyoming et de Summerview	(7)	(10)	—	—
Total des dépenses d'investissement de maintien		143	131	170	200
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	21	9	10	15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		164	140	180	215

1) Comprennent les coûts liés à la prolongation de la durée de centrales hydroélectriques.

2) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16, nous avons retiré les paiements liés à des contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et les avons reclassés dans un poste distinct pour calculer les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie sectoriels. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta en 2020 comprennent ce qui suit :

- Une interruption pour travaux d'entretien d'envergure prévus à l'unité 6 de la centrale de Sundance dans notre secteur Charbon au Canada au cours des troisième et quatrième trimestres de 2020. Ces travaux seront réalisés parallèlement à la conversion du charbon au gaz de cette unité.
- Des dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques
- Des dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composants planifiés

Une interruption importante a également été planifiée à l'une de nos unités non exploitées en 2020 :

- Une interruption pour travaux d'entretien d'envergure à l'unité 2 de la centrale de Sheerness au premier trimestre de 2020. Ces travaux seront réalisés parallèlement à la conversion du charbon au gaz de cette unité.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis, qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2020 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	700-800	450-500	1 150-1 300

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation et des liquidités existantes. Nous avons accès à environ 1,7 milliard de dollars de liquidités, au besoin. 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.

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien et de nos dépenses d'investissement liées à la productivité consiste en des travaux d'entretien d'envergure planifiés, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composants existantes, ainsi que leur remplacement. Les coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés sont incorporés dans le coût des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien d'envergure planifiés. Les montants des travaux d'entretien courants, des

travaux d'entretien non planifiés, et des inspections et révisions générales mineures qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés ne sont pas inclus.

Forces concurrentielles

L'équilibre entre l'offre et la demande est le principal moteur des prix de l'électricité. La croissance économique sous-jacente est le facteur déterminant de l'évolution à long terme de la demande d'électricité, tandis que la capacité des systèmes, les prix du gaz, les tarifs au titre des GES, les subventions gouvernementales et la disponibilité des ressources renouvelables sont déterminants pour l'offre. La croissance de la production consommée sur place à l'égard de l'investissement dans les activités minières est essentielle au développement du secteur Gaz en Australie.

L'ajout de capacité provenant des énergies renouvelables a été solide au cours des derniers exercices en raison des incitatifs gouvernementaux. On prévoit que la nouvelle offre à court et à moyen terme proviendra surtout d'investissements dans des sources d'électricité renouvelable ainsi que dans la production à partir de gaz naturel. Cette prévision découle de la faiblesse des prix sur le marché du gaz naturel conjuguée aux politiques publiques qui favorisent les réductions des émissions de carbone.

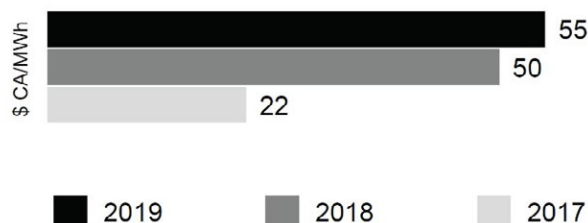
Nos activités en Alberta et dans la région du nord-ouest Pacifique ont une importante capacité marchande. Dans ces régions, nous concluons des contrats et établissons des relations d'affaires avec des clients commerciaux et industriels afin de vendre de l'électricité à long terme, jusqu'à concurrence de notre capacité disponible dans les marchés. Nous réduisons davantage la portion de la production non vendue à l'avance en concluant des contrats prévoyant la livraison et des contrats sur instruments financiers à court terme, et nous optimisons la production en temps réel selon notre position et la conjoncture du marché.

Nous livrons concurrence également pour des possibilités de contrats à long terme dans la production d'électricité tant à partir du gaz que des énergies renouvelables, y compris la cogénération, partout au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nos clients cibles dans ce domaine sont les fournisseurs de services publics titulaires et les grands exploitants industriels et du secteur minier.

Alberta

Environ 57% de notre capacité installée brute est située en Alberta, et environ 42% de celle-ci est visée par des CAÉ réglementés de l'Alberta. Ces CAÉ ont été conclus en 2001 pour faciliter la transition de la production réglementée vers le marché de l'énergie actuel de la province. Les CAÉ des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sont arrivés à échéance à la fin de 2017, ceux des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance sont arrivés à échéance le 31 mars 2018 et ceux des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, de la centrale de Sheerness et des centrales hydroélectriques viennent à échéance à la fin de 2020. Le Balancing Pool agit à titre d'acheteur aux termes des CAÉ des centrales de Keephills et de Sheerness, les acheteurs initiaux les ayant résiliés en 2016.

Prix moyens au comptant de l'électricité en Alberta



Au troisième trimestre de 2019, nous avons annoncé notre plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend la conversion au gaz naturel de nos actifs existants dans le secteur Charbon en Alberta, ce qui permettra au portefeuille de TransAlta de se positionner en tant que producteur à faible coût en Alberta. Se reporter à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

La production à partir du charbon vendue dans le cadre de certains CAÉ de l'Alberta est exposée aux prix du marché, puisque nous versons des pénalités ou recevons des paiements pour la production, respectivement, en sus ou en deçà de la disponibilité visée en fonction d'une moyenne mobile des prix de l'électricité au comptant sur 30 jours. Nous pouvons également conserver le produit tiré de la vente d'électricité et de services auxiliaires qui dépasse les obligations sur nos CAÉ de l'Alberta. Nous concluons des contrats financiers afin de réduire notre exposition aux fluctuations des prix de l'électricité pour la plus grande partie du reste de notre production.

La demande annuelle de l'Alberta a été faible de 2018 à 2019. Le prix moyen du pool a augmenté, passant de 50,29 \$/MWh en 2018 à 54,88 \$/MWh en 2019. L'augmentation du prix du pool est attribuable principalement à la hausse des prix établis au premier trimestre de 2019. La hausse des prix a également eu une incidence positive sur notre portefeuille d'installations éoliennes et hydroélectriques marchandes.

En 2019, notre part de marché du contrôle de l'offre en Alberta était d'environ 21 % (16 % en excluant du contrôle de l'offre les unités de la centrale de Sundance mises à l'arrêt).

À la fin novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion de l'entente sur l'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta qui versera des paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness. Toutefois, les centrales touchées peuvent en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon.

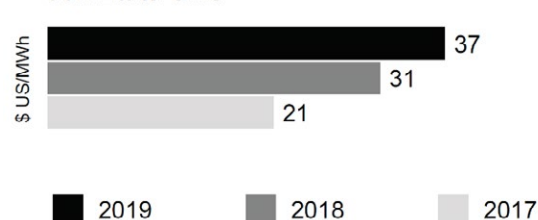
Nous nous attendons à engager des coûts de conformité additionnels à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* adoptée par le gouvernement fédéral du Canada, qui détermine un prix pour les émissions de GES à l'échelle nationale, chaque province devant instaurer une politique en matière de GES selon laquelle le coût au titre du carbone s'établirait à 50 \$ la tonne d'ici 2022. Nous croyons que notre important portefeuille d'actifs nous offrira des possibilités de réaménagement de sites désaffectés pour l'exploitation des sources d'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique et gazière qui nous procureront un avantage sur nos concurrents en matière de coûts au moment de construire des installations de production qui utilisent ces types de combustible.

Aux termes de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), le Balancing Pool a annoncé la résiliation complète des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, avec prise d'effet le 31 mars 2018. La production de la centrale de Sundance est devenue marchande le 1^{er} avril 2018. Aucune annonce n'a encore été faite concernant le CAÉ de Keephills. TransAlta continue d'exploiter les unités de production de Keephills assorties de CAÉ dans le cours normal des activités et reçoit les paiements en matière de capacité et d'énergie qui lui sont dus en vertu des CAÉ.

Région du nord-ouest Pacifique aux États-Unis

Dans la région du nord-ouest Pacifique aux États-Unis, notre capacité se résume à notre centrale alimentée au charbon de Centralia de 1 340 MW. Il est prévu que la moitié de la capacité de la centrale sera mise hors service à la fin de 2020, et l'autre moitié, à la fin de 2025. La capacité du système dans la région se compose principalement de centrales de production hydroélectrique et gazière, en plus de quelques installations éoliennes qui se sont ajoutées au cours des dernières années avec la mise sur pied de programmes gouvernementaux favorables à la production à partir d'énergies renouvelables. La croissance de la demande dans la région a été limitée, en plus d'être entravée par l'intérêt porté à l'efficacité énergétique.

Prix moyens au comptant de l'électricité de la région du nord-ouest Pacifique aux États-Unis



Notre compétitivité est renforcée par notre contrat à long terme conclu avec Puget Sound Energy pour une capacité maximale de 380 MW sur la durée de vie résiduelle de la centrale. Le contrat et nos couvertures nous permettent de satisfaire les besoins en électricité du marché durant les périodes où les prix sont bas.

Nous conservons le droit de réaménager Centralia en centrale alimentée au gaz après la mise hors service des installations au charbon, ainsi que la possibilité d'accélérer l'obtention des permis prévus dans notre entente pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon conclue avec l'État de Washington en 2011.

Production à partir du gaz et des énergies renouvelables faisant l'objet de contrats

Le marché de l'aménagement ou de l'acquisition de centrales alimentées au gaz et aux énergies renouvelables est hautement concurrentiel dans tous les marchés où nous menons nos activités. Notre solide bilan en tant qu'exploitant et promoteur renforce notre position concurrentielle. Nous prévoyons, lorsque cela sera possible, de réduire notre coût du capital et d'améliorer notre profil concurrentiel en recourant au financement de projets et en tirant parti de la baisse du coût du capital avec TransAlta Renewables. Aux États-Unis, nos importants attributs fiscaux renforcent notre compétitivité.

Pendant que la baisse des prix des produits de base ralentit la croissance sectorielle dans les secteurs du pétrole, du gaz et des mines, le changement crée en même temps des occasions pour nous en tant que fournisseur de services, puisque certains de nos clients potentiels évaluent plus attentivement des activités secondaires et cherchent à maximiser l'efficacité opérationnelle. Dans le secteur des énergies renouvelables, nous évaluons principalement les occasions de nouveaux projets dans l'ouest du Canada et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des marchés où nous menons déjà des activités. Nous maintenons en poste des équipes de développement hautement qualifiées et expérimentées dont la principale fonction est de déceler et de développer ces occasions. En ce qui a trait à la cogénération, nous évaluons, en collaboration avec les clients, des solutions de consommation sur place.

Certaines de nos plus anciennes centrales alimentées au gaz arrivent au bout de leur durée d'utilité initiale. Ces centrales ont généralement un avantage substantiel sur le plan du coût sur les nouvelles constructions, et nous avons réussi à apporter une valeur ajoutée en concluant avec elles de nouveaux contrats au moyen de certaines dépenses d'investissement qui prolongent leur durée d'utilité. Nous avons récemment prolongé la durée d'utilité de nos centrales à Ottawa (expiration en 2033), à Windsor (expiration en 2031), à Parkeston (expiration en 2026) et à Fort Saskatchewan (expiration en 2030) de cette façon.

Capital du portefeuille de production d'électricité

Nous surveillons de près la disponibilité, un facteur clé permettant d'atteindre nos objectifs financiers. Nous ajustons nos dépenses d'entretien et d'investissement de maintien afin d'optimiser le rendement financier de nos investissements et de les aligner sur nos objectifs stratégiques.

Disponibilité et production

Notre objectif pour la disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada se situait dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2019. Nous avons atteint une disponibilité de 89 % dans ce secteur (93 % en 2018, 82 % en 2017). Notre objectif pour la disponibilité de nos autres centrales (gaz et énergies renouvelables) se situait dans une fourchette de 92 % à 96 % en 2019. La disponibilité dans le secteur Gaz et le secteur Énergie éolienne et solaire se situait à l'extrémité supérieure de la fourchette. La disponibilité dans le secteur Gaz au Canada s'est établie à 95 % (93 % en 2018 et 92 % en 2017) et celle du secteur Énergie éolienne et solaire, à 95 % également (95 % en 2018 et 96 % en 2017). En raison des interruptions non planifiées, la disponibilité dans le secteur Gaz en Australie a été de 91 % (94 % en 2018 et 93 % en 2017), soit légèrement en deçà de l'objectif.

Disponibilité ajustée (%)

2019	90,0
2018	91,3
2017	86,8

En 2019, la disponibilité de l'ensemble de notre portefeuille, compte tenu de l'ajustement lié à l'optimisation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis, s'est chiffrée à 90 % (91 % en 2018; 87 % en 2017), légèrement en baisse par rapport à celle de l'exercice précédent. La hausse du nombre d'interruptions planifiées dans le secteur Charbon au Canada, des arrêts forcés et de réductions de la capacité nominale dans le secteur Charbon aux États-Unis et des interruptions non planifiées dans le secteur Gaz en Australie a été contrebalancée en partie par la baisse du nombre d'interruptions planifiées dans le secteur Gaz au Canada.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a progressé de 662 GWh par rapport à celle de 2018. La progression a touché essentiellement le secteur Charbon aux États-Unis, sa production ayant augmenté de 1 787 GWh en raison de la hausse des prix marchands au cours du premier semestre de 2019 et du calendrier d'optimisation de la répartition. Ces facteurs ont été neutralisés en partie par le secteur Charbon au Canada dont la production a diminué de 1 381 GWh, du fait surtout de la mise hors service et de la mise à l'arrêt de certaines unités de la centrale de Sundance ainsi que des interruptions planifiées, en partie contrebalancées par une diminution des interruptions non planifiées.

Production (GWh)

2019	29 071
2018	28 409
2017	36 900

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	2019	2018	2017
Dépenses d'investissement courantes	50	50	69
Dépenses d'investissement liées aux mines	23	42	28
Entretien d'envergure planifié	68	58	121
Total des dépenses d'investissement de maintien¹	141	150	218
Dépenses d'investissement liées à la productivité	9	21	24
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité¹	150	171	242
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	(10)	(7)	—
Montant net	140	164	242

1) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16, nous avons retiré les paiements liés à des contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et les avons reclassés dans un poste distinct pour calculer les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie sectoriels. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

La perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
GWh perdus ¹	935	381	1 234

1) La perte de production exclut les périodes des travaux d'entretien d'envergure planifiés du secteur Charbon aux États-Unis qui ont lieu pendant les périodes d'optimisation de la répartition.

En 2019, le total des dépenses d'investissement de maintien a diminué de 9 millions de dollars par rapport à celui de 2018 et le total des dépenses d'investissement liées à la productivité a reculé de 12 millions de dollars par rapport à celui de 2018. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent au financement de certaines initiatives de transformation du projet Greenlight. Se reporter à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur notre programme Greenlight. Dans certains cas, le délai de récupération devrait être d'au plus trois ans. Nous avons aussi effectué des interruptions importantes planifiées à l'unité 1 de la centrale de Keephills, à l'unité 4 de la centrale de Sundance et à la centrale de Sarnia.

Autre analyse consolidée

Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («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 des flux de trésorerie actualisés selon 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 2073.

2019

Centrale de Centralia

En 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 347 millions de dollars au titre de l'UGT de la centrale de Centralia. Dans le cadre de son test de dépréciation annuel, la Société tient compte des indicateurs potentiels de dépréciation à l'égard de l'UGT de la centrale de Centralia. En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT de la centrale Centralia dépassait la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité complet en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant des renégociations 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 Charbon aux États-Unis.

Les évaluations effectuées s'inscrivent dans les évaluations de la juste valeur de niveau III et sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des principales hypothèses décrites ci-après 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 et du nombre de contrats conclus dans le cadre du protocole d'entente visant la transition vers d'autres énergies que le charbon qui a été établi dans l'État de Washington. La période d'évaluation comprend les flux de trésorerie nécessaires jusqu'au démantèlement de la centrale en 2025.

En 2019, la Société s'est fondée sur ses prévisions à long terme et sur les principales hypothèses suivantes. Les principales hypothèses utilisées en 2016, soit lors de l'évaluation détaillée précédente la plus récente, sont présentées à titre comparatif :

	2019	2016
Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	De 30 \$ US à 42 \$ US par MWh	De 22 \$ US à 46 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 2,35 \$ US à 2,40 \$ US par gallon	De 1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,2 % à 6,4 %	De 5,4 % à 5,7 %

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 croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront terminés comme il avait été proposé initialement. 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 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 donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité du montant de 141 millions de dollars au poste Imputations pour dépréciation d'actifs dans le résultat net. Se reporter aux notes 3 et 22 des états financiers consolidés pour plus de précisions.

Actifs détenus en vue de la vente

Au quatrième trimestre de 2019, la Société a déterminé que plusieurs camions et stocks connexes devaient être vendus dans le secteur Charbon au Canada et a donc réduit la valeur des actifs à leur valeur nette de réalisation, ce qui a entraîné une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 15 millions de dollars.

2018

Unité 2 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 38 millions de dollars sur l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La Société avait d'abord prévu que l'unité 2 de la centrale de Sundance resterait à l'arrêt pendant une période pouvant atteindre deux ans, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Lakeswind et Kent Breeze

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition d'une participation financière dans Lakeswind par la souscription d'actions privilégiées reflétant d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze. Dans le cadre de ces acquisitions, les actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'actualisation d'environ 7 % en moyenne. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars en utilisant l'évaluation du contrat comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2018. L'imputation pour dépréciation a eu une incidence de 11 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 1 million de dollars sur les immobilisations incorporelles.

2017

Unité 1 de la centrale de Sundance

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. La Société avait d'abord prévu que l'unité 1 de la centrale de Sundance serait exploitée sur une base de production marchande jusqu'en 2018 ou 2019, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 1^{er} janvier 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Aucun test de dépréciation séparé n'a été requis spécifiquement pour l'unité 2 de la centrale de Sundance, puisque son arrêt permet à la Société de prolonger l'exploitation de celle-ci dans le cadre de l'UGT marchande de l'Alberta de la Société jusqu'en 2021.

Frais de mise en valeur de projets

En 2019, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 18 millions de dollars (23 millions de dollars en 2018) liés à des projets qui ne sont plus en cours.

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 lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2019, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 690 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des garanties au comptant de 42 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2018). 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.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats	125	125	120	128	131	1 493	2 122
Transport	9	5	4	3	—	—	21
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	147	16	16	16	8	14	217
Ententes de service à long terme	50	22	32	17	15	14	150
Contrats de location simple non résiliables ²	4	2	2	2	3	64	77
Dettes à long terme ³	494	98	625	372	105	1 410	3 104
Titres échangeables ⁴	—	—	—	—	—	350	350
Paiements sur le principal des obligations locatives	19	14	9	6	4	90	142
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives ^{5,6}	161	138	128	98	87	671	1 283
Intérêt sur les titres échangeables ^{4,6}	25	25	25	24	24	—	123
Croissance	535	254	196	270	13	—	1 268
Projet de loi <i>TransAlta Energy Transition Bill</i>	6	6	6	6	—	—	24
Total	1 575	705	1 163	942	390	4 106	8 881

1) Les engagements liés à la centrale de Sheerness pourraient subir les répercussions de l'élimination des émissions de centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030.

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

3) Exclut l'incidence des instruments dérivés.

4) Suppose que les débiteurs échangeables seront échangés par Brookfield le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de précisions.

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.

Dans le cadre du projet de loi *TransAlta Energy Transition Bill* promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, nous nous sommes engagés à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale Centralia afin de soutenir l'expansion économique, de développer la collectivité, 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 2019, la Société avait financé environ 37 millions de dollars américains de l'engagement.

Éventualités

Procédure visant une règle relative aux pertes en ligne

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes en lignes devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes en ligne, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. Plus récemment, l'AUC a rendu une décision exposant la méthode à utiliser rétroactivement, de sorte que la Société pouvait estimer la somme rétroactive potentielle totale qu'elle risquait de devoir payer relativement à sa production d'énergie ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La facture unique liée aux ajustements historiques devait être transmise en avril 2021, le règlement en espèces étant prévu en juin 2021. Selon les données connues, la somme totale estimative à payer serait actuellement d'environ 12 millions de dollars. Or, l'AESO a récemment demandé à l'AUC d'approuver un règlement par répartition, au lieu de l'établissement d'une seule facture. Ce type de règlement permettrait à l'AESO d'établir une facture pour chaque année visée au fur et à mesure que les facteurs de perte en ligne sont recalculés, de sorte que les factures seraient établies dès avril 2020 et devraient être réglées en juin 2020, soit un an plus tôt que prévu. La Société conteste cette demande.

Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne la tentative de résiliation du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG, au motif que les conditions d'établissement de l'exploitation commerciale aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland n'avaient pas été respectées. De l'avis de TransAlta, toutes les conditions d'établissement de l'exploitation commerciale aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland ont été entièrement satisfaites. TransAlta a intenté une action contre FMG pour obtenir le paiement des sommes facturées et impayées aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et a demandé au tribunal de déclarer que le CAÉ est valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. L'affaire devrait être instruite à partir du 15 juin 2020.

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés. La date du procès n'a pas encore été fixée pour cette affaire, mais il est peu probable que le procès ait lieu avant 2021.

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, tous les membres du conseil de TransAlta Corporation alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove allègue, entre autres, que la Société et les administrateurs désignés ont abusé de leur autorité et demande l'annulation de l'investissement avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. L'affaire devrait être instruite à partir du 14 septembre 2020.

Surchauffeur à 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 au CAÉ. ENMAX Energy Corporation, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool tente 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 mise hors service. TransAlta niait que le Balancing Pool avait ce droit. La Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a confirmé que le Balancing Pool a le droit, en vertu du CAÉ, de commencer un arbitrage, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ. Le 4 septembre 2019, la Cour d'appel de l'Alberta a confirmé la décision de première instance. TransAlta a demandé à la Cour suprême du Canada l'autorisation d'en appeler de la décision de la Cour d'appel de l'Alberta. La demande a été rejetée, et l'affaire sera maintenant soumise à l'arbitrage, une audience devant probablement avoir lieu en 2020.

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. Le Balancing Pool a déposé une déclaration d'intention de participer en tant qu'intervenant, car il conteste notamment l'inclusion des coûts de démantèlement de la mine. TransAlta s'attend à recevoir un paiement du Balancing Pool en 2020 pour ses coûts de démantèlement, mais le montant à recevoir est incertain.

Crédits d'énergie renouvelable d'actifs hydroélectriques visés par des CAÉ

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions d'une valeur d'environ 27 millions de dollars, gagnés en 2018 et 2019 par les centrales hydroélectriques aux termes du règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* («CCIR»). Le litige est fondé sur la clause du CAÉ des centrales hydroélectriques visant la propriété des crédits de rendement en matière d'émissions en cas de modification de la loi et sur le fait que TransAlta tire profit de la prétendue modification à la loi. TransAlta n'a aucunement tiré profit des crédits de rendement en matière d'émissions et n'a comptabilisé aucun avantage découlant de ces crédits dans ses états financiers. TransAlta estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits de rendement en matière d'émissions. Nous prévoyons que ce litige sera réglé d'ici la fin de 2021.

Requête visant le compte de report de capital directement affecté

AltaLink Management Ltd. («AltaLink») a déposé une requête auprès de l'AUC pour recouvrir son compte de report de capital directement affecté de 2016 à 2018 («DACDA») pour la région d'Edmonton : projet de modernisation de la ligne 240 kV (la «procédure»). TransAlta est requérante secondaire dans la procédure. AltaLink et TransAlta tentent de faire reconnaître par l'AUC que leurs coûts sont raisonnables et prudents. La Nation crie d'Enoch et la Consumers Coalition of Alberta sont des participants inscrits à la procédure. À l'heure actuelle, les intérêts d'AltaLink, de la Nation crie d'Enoch et de TransAlta sont étroitement liés. TransAlta estime avoir une chance raisonnable de voir ses coûts (estimés à environ 21 millions de dollars) approuvés.

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 principales méthodes comptables sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés. Les plus importantes ont trait à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, aux instruments financiers, à l'évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes, aux frais de mise en valeur de projet, à la durée d'utilité des immobilisations corporelles, à l'évaluation du goodwill, aux contrats de location, aux impôts sur le résultat, aux avantages du personnel, à la provision pour frais de démantèlement et de remise en état, aux autres provisions et aux partenariats. 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

En 2018, la Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15»). Les informations comparatives antérieures à 2018 n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*. Les méthodes comptables de la Société pour la période considérée et les périodes antérieures concernant la comptabilisation des produits des activités ordinaires sont présentées à la note 2 des états financiers consolidés. Les estimations et jugements importants sont présentés ci-dessous.

Nos produits des activités ordinaires 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. 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

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 que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à la contrepartie variable ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse important du montant cumulé des produits des activités ordinaires. 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.

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.

La Société comptabilise une composante financement importante si le calendrier des paiements du client diffère de celui de la prestation de la Société en vertu du contrat et que cet écart est le résultat du financement par la Société de la fourniture de biens et de services.

Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

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 nous conservons 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. 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.

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.

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 de la juste valeur 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.

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 nous avons accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, nous utilisons les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

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 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, nous utilisons des données 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 où il existe une insuffisance du volume des opérations ou une absence d'opérations 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.

Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données sur l'actif ou le passif qui ne sont pas facilement observables.

Nous pouvons conclure des opérations 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 fondés sur les statistiques historiques («bootstrap») peuvent être utilisés. Les données d'entrée 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 les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des rapports de prix historiques. Nous sommes aussi partie à divers contrats 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.

Notre politique de gestion du risque lié aux produits de base régit les opérations sur les produits de base effectuées dans le cadre de nos activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de notre 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.

Les méthodes et procédures liées à l'évaluation de la juste valeur de niveau III au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par notre service de gestion du risque. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen de notre système de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques 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.

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 2019 a une incidence positive estimée totale de 79 millions de dollars (149 millions de dollars en 2018) et une incidence négative estimée totale de 172 millions de dollars (149 millions de dollars en 2018) 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 46 millions de dollars (116 millions de dollars en 2018) de l'incidence positive et une tranche de 139 millions de dollars (116 millions de dollars en 2018) 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 la région du nord-ouest Pacifique qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, utilisant les prix d'électricité présumés dans une fourchette de 20 \$ US à 28 \$ US (20 \$ US à 35 \$ US au 31 décembre 2018) pour la période de 2020 à 2025, 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 permet à Brookfield 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 positive de 35 millions de dollars et une incidence négative de 27 millions de dollars sur la valeur comptable de néant au 31 décembre 2019. L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite du flux de trésorerie futur de 1 % du taux d'actualisation 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. Une perte de valeur existe lorsque la valeur comptable de l'actif ou l'UGT à laquelle l'actif appartient excède sa valeur recouvrable, qui 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.

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 notre stratégie d'affaires globale, 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 nous ne sommes pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

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 utilisés. 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, et des coûts liés à la remise en état 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 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 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 2019.

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. Par suite de l'examen effectué en 2019 et d'autres événements précis, diverses analyses ont été effectuées pour évaluer l'importance des indicateurs de dépréciation possibles. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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. Ces frais sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce que la construction d'une centrale 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 nous. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les autres actifs. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. Une composante est une partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits 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.

En 2019, le total de la dotation aux amortissements s'est élevé à 709 millions de dollars (710 millions de dollars en 2018; 708 millions de dollars en 2017), dont un montant de 119 millions de dollars (136 millions de dollars en 2018; 73 millions de dollars en 2017) est lié au matériel minier et a été inscrit au poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité.

À la lumière du plan d'investissement dans l'énergie propre décrit à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion, nous procéderons à la conversion de nos centrales alimentées au charbon existantes en Alberta en centrales alimentées au gaz naturel et, par conséquent, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables liées à certains actifs du charbon en Alberta a été mise à jour pour faire état des modifications apportées. Pour certaines immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, nous avons repéré des composantes supplémentaires pour des pièces ayant une durée d'utilité plus courte que celle qui avait été estimée initialement et avons révisé les durées d'utilité en conséquence. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» 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 2019, 2018 et 2017, 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 selon les prévisions à long terme de la Société pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie de la juste valeur.

Nous avons examiné la valeur comptable du goodwill avant la fin de l'exercice et avons établi que la juste valeur des UGT ou des groupes d'UGT connexes auxquelles se rattachent le goodwill, selon les estimations des flux de trésorerie futurs, dépassait leur valeur comptable, et qu'il n'y avait pas de dépréciation du goodwill.

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. Aucun changement raisonnablement possible dans les hypothèses formulées n'aurait entraîné une dépréciation du goodwill.

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. 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 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.

Impôts

Selon les IFRS, nous utilisons la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le résultat. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après la différence entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différence temporaire). 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.

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. 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 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.

Un montant de 454 millions de dollars (473 millions de dollars en 2018) au titre des passifs d'impôt différé nets a été comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2019. Ce montant se rapporte principalement aux déductions fiscales en sus de l'amortissement connexe des immobilisations corporelles de 828 millions de dollars (896 millions de dollars en 2018), aux impôts sur les profits latents sur les opérations de gestion du risque de 141 millions de dollars (145 millions de dollars en 2018), en partie contrebalancés par des différences

temporaires liées aux frais de démantèlement et de remise en état futurs de 122 millions de dollars (113 millions de dollars en 2018) et aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 252 millions de dollars (281 millions de dollars en 2018). Nous sommes d'avis que le résultat imposable sera suffisant pour utiliser ces reports prospectifs de pertes, selon ce qui est permis par les différentes administrations fiscales. La Société peut utiliser des pertes fiscales américaines supplémentaires à l'égard desquelles aucun actif d'impôt différé n'a été comptabilisé.

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.

Les actifs des régimes se composent essentiellement de placements en titres de capitaux propres et de placements en titres à revenu fixe. Les fluctuations du rendement des actifs des régimes découlant des rendements réels sur le marché boursier et des variations des taux d'intérêt peuvent entraîner une augmentation ou une diminution des coûts découlant des régimes de retraite au cours de périodes futures.

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.

Au 31 décembre 2019, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisée dans les états de la situation financière consolidés s'établissait à 501 millions de dollars (407 millions de dollars en 2018). Au cours de l'exercice 2019, nous avons ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront achevés comme il avait été proposé initialement. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. De plus, par suite des changements dans la durée d'utilité estimée dont il est question à la rubrique «Modifications comptables», les taux d'actualisation utilisés pour la provision pour frais de démantèlement des activités minières et de centrales alimentées au charbon au Canada ont été modifiés en raison des changements dans la durée d'utilité. L'utilisation d'un taux d'inflation moins élevé a entraîné une diminution des passifs correspondants.

Nous estimons à environ 1,3 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler cette provision, montant qui sera engagé entre 2020 et 2073. La grande partie de ces coûts sera engagée entre 2020 et 2050.

La sensibilité aux variations des principales hypothèses est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'actualisation	1	5
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état non actualisée	10	3

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, 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.

Modifications comptables

Modifications comptables de l'exercice considéré

IFRS 16, Contrats de location

Nous avons adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16») le 1^{er} janvier 2019. L'IFRS 16 établit des principes concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des contrats de location, ainsi que les informations à fournir à leur sujet. La norme prescrit un modèle unique de comptabilisation par le preneur exigeant la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives pour tous les contrats auxquels s'applique la norme.

Nous avons choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés n'ont pas été retraitées, et les contrats de location des périodes comparatives continuent d'être présentés comme comptabilisés selon les dispositions de l'IAS 17, *Contrats de location*, ou de l'IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, du Comité d'interprétation des IFRS. Au lieu de retraiter les résultats des exercices précédents, nous avons comptabilisé l'incidence cumulative de 3 millions de dollars de l'application initiale de la norme dans le déficit au 1^{er} janvier 2019.

Incidence sur les états financiers

Preneur

Nous avons comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme en comptabilisant un actif au titre du droit d'utilisation en fonction de l'obligation locative correspondante évaluée à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été encore versés, calculée à l'aide de notre taux d'emprunt marginal (ou le taux d'intérêt implicite du contrat) appliqué aux obligations locatives au 1^{er} janvier 2019. Au 1^{er} janvier 2019, le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux obligations locatives s'établissait à 5,71 %. Nous avons comptabilisé des obligations locatives de 83 millions de dollars au 1^{er} janvier 2019, y compris de nouvelles obligations locatives de 52 millions de dollars et un montant de 31 millions de dollars (déduction faite du montant de 32 millions de dollars qui a été décomptabilisé) qui était auparavant présenté dans les passifs au titre des contrats de location-financement.

Les actifs au titre de droits d'utilisation associés à ces obligations ont été évalués au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour contrats déficitaires et des incitatifs à la location. Le 1^{er} janvier 2019, nous avons comptabilisé des actifs au titre du droit d'utilisation de 85 millions de dollars, dont un montant de 38 millions de dollars était précédemment comptabilisé dans les immobilisations corporelles, les immobilisations incorporelles et les autres actifs.

L'application de la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 à un accord qui était comptabilisé comme étant un contrat de location-financement selon l'IAS 17, mais qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16, a donné lieu à la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement de 29 millions de dollars et d'un passif au titre des contrats de location-financement de 32 millions de dollars, l'incidence nette de 3 millions de dollars ayant été comptabilisée dans le déficit.

Bailleur

Plusieurs des contrats à long terme de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques et installations solaires ne sont plus considérés comme étant des contrats de location simple selon l'IFRS 16. Les produits tirés de ces contrats sont désormais comptabilisés en appliquant l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. Aucune modification considérable au rythme de comptabilisation des produits n'est survenue. La Société continue de comptabiliser ses contrats de sous-location comme étant des contrats de location simple.

La note 2 et la note 3 des états financiers consolidés présentent une analyse plus détaillée de nos méthodes comptables en vertu de l'IFRS 16 et de notre adoption de l'IFRS 16.

Changements dans les estimations

Charbon au Canada

À la lumière du plan d'investissement dans l'énergie propre dont il est question à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion, nous avons ajusté les durées d'utilité de certains actifs du secteur Charbon, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2019. Les durées d'utilité des actifs utilisés uniquement pour les activités de combustion du charbon ont été raccourcies alors que celles d'autres actifs ont été prolongées du fait qu'ils ont été identifiés comme étant utilisés après la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou après la conversion à cycle combiné. En raison du raccourcissement des durées d'utilité des actifs du secteur Charbon, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté d'environ 16 millions de dollars.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours de l'exercice 2019, la répartition des coûts comptabilisés à l'égard des composantes des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et leurs durées d'utilité ont été examinées. À la suite de l'examen, des composantes supplémentaires ont été identifiées du fait que la durée d'utilité de certaines pièces est plus courte que l'estimation initiale. La durée d'utilité de chacune de ces composantes a été réduite, passant de 30 ans à 15 ans ou à 10 ans. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté d'environ 11 millions de dollars.

Sheerness

En 2019, nous avons ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale de Sheerness alimentée au charbon afin de s'aligner sur les plans de conversion à deux carburants. Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés pour les activités de combustion du charbon et celles d'autres actifs ont été prolongées, et la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a diminué d'environ 8 millions de dollars.

Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

Centralia

En 2019, nous avons ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront achevés comme il avait été proposé initialement. 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 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 donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité du montant de 141 millions de dollars au poste Imputations pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

Pour plus de renseignements et pour prendre connaissance des changements apportés aux estimations au cours des exercices précédents, se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion et à la note 3 des états financiers consolidés.

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 du 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 nous devenons parties 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 les 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 2019, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 686 millions de dollars (695 millions de dollars en 2018). 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 2018.

Questions environnementales, sociales et de gouvernance (ESG)

La Société accorde une grande priorité à la gestion et à la performance en matière d'ESG ou de développement durable. Nous publions des rapports sur le développement durable depuis plus de 25 ans et l'exercice 2019 a marqué la cinquième année de publication intégrant l'information financière et l'information en matière de développement durable.

Au total, nous détenons 73 centrales énergétiques en Australie, au Canada et aux États-Unis. Nous investissons dans une combinaison d'actifs éoliens, solaires et hydrauliques et d'actifs liés au gaz naturel et au charbon pour un total d'environ 8 000 MW de capacité de production brute. Ce qui suit présente des questions d'ordre environnemental et social concernant nos installations exploitées.

Les ESG chez TransAlta – Objectifs en matière environnementale, sociale et de gouvernance

Le développement durable est une valeur fondamentale de la Société et nous nous sommes fermement engagés à intégrer les aspects du développement durable dans nos activités. Nos programmes garantissent également que nous travaillons avec les parties prenantes de la collectivité et que nous avons recours aux meilleures pratiques de gouvernance dans nos processus décisionnels. Nous pensons que l'intégration des trois piliers que sont les questions environnementales, sociales et de gouvernance est importante pour les décisions à long terme que nous prenons au bénéfice de toutes nos parties prenantes.

Notre stratégie de conversion du charbon au gaz et la recherche de possibilités de croissance stratégique dans la production d'électricité propre (énergies renouvelables et gaz naturel) mettent en évidence un élément de notre pilier environnemental. D'ici 2025, notre portefeuille de production sera entièrement composé d'actifs dans le domaine des énergies renouvelables et du gaz naturel. Le gaz naturel est un combustible propre qui joue un rôle important dans le secteur de l'électricité en fournissant une production de base et de pointe à faibles émissions pour répondre à la demande du réseau et à la production renouvelable intermittente. L'accent que nous mettons sur la production d'électricité propre atténue l'incidence d'éventuelles dispositions réglementaires défavorables en réponse à la réglementation environnementale émergente, y compris, mais sans s'y limiter, un coût réglementé du carbone.

Risque environnemental et social et importance relative

Nos principaux facteurs de risque environnementaux sont les conditions météorologiques, les catastrophes environnementales, les changements climatiques, 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 la santé et la sécurité publiques, la santé et la sécurité des employés et des entrepreneurs, les communautés locales, la fidélisation des employés, la gestion de la réputation et les relations avec les parties prenantes. Se reporter à la rubrique «Gestion des risques» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur nos facteurs de risque.

Structure de présentation de l'information

Les principaux éléments de la présentation suivante se fondent sur notre évaluation de l'importance relative du développement durable. Afin d'éclairer la discussion et de fournir un contexte sur la manière dont les ESG ont une incidence sur nos activités, nous avons intégré des éléments des principaux cadres de présentation de l'information sur les ESG, notamment le Global Reporting Index («GRI»), le Sustainability Accounting Standards Board («SASB») et le Groupe de travail du CSF. Notre contenu est structuré selon les recommandations sur les capitaux non traditionnels de l'International Integrated Reporting Framework («IR»).

Capital humain

Susciter l'intérêt de son effectif, assurer le perfectionnement de ses employés 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. Les facteurs ayant la plus grande incidence sur le rendement du capital humain sont susciter l'intérêt de son effectif et réduire au minimum les incidents liés à la sécurité.

Au 31 décembre 2019, nous avons un effectif de 1 543 employés (1 883 en 2018). Ce nombre a diminué de 18 % par rapport aux niveaux de 2018, à la suite d'une réduction des postes de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon en fonction des changements dans le portefeuille des centrales et de multiples initiatives dans l'ensemble de l'entreprise qui ont fait appel à la technologie pour réduire les coûts et accroître l'efficacité.

Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 45 %, 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.

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 plus que centenaire. 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 à la collectivité, 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.

Notre structure organisationnelle à six niveaux contribue à soutenir efficacement le rythme et facilite la prise de décision dans notre organisation. Notre entreprise fonctionne selon un modèle axé sur les affaires, grâce à nos six secteurs de production, soit les secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et solaire, et Hydroélectricité. En outre, notre segment «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 dans les domaines 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.

Santé et sécurité

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 2019, nous avons continué à faire progresser la transformation de notre culture de sécurité et avons fourni aux employés des outils de formation à la sécurité comportementale et des capacités pour améliorer leur sécurité personnelle et celle de leurs collègues.

En 2017, nous avons introduit le taux de fréquence totale des blessures pour faire le suivi du nombre total de blessures, y compris les premiers soins mineurs, par rapport aux heures d'exposition travaillées.

En 2019, nous avons obtenu un taux de fréquence totale des blessures de 1,12 comparativement à 1,91 en 2018. Cette diminution est le résultat direct de notre retour à l'essentiel en matière de sécurité. En 2019, nous nous sommes plus particulièrement concentrés sur l'identification des dangers (y compris les audits et les inspections), l'entretien et l'amélioration des pratiques de gestion des sous-traitants dans l'ensemble de notre portefeuille.

Outre le taux de fréquence totale des blessures, nous mesurons le taux de fréquence des accidents enregistrables. Ce taux fait le suivi du nombre de blessures plus graves et ne tient pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées. Le taux de fréquence des accidents enregistrables nous donne la possibilité de cibler et de surveiller nos blessures importantes. C'est également un outil de mesure de la sécurité reconnu par l'industrie qui nous permet de comparer et d'étalonner nos performances en matière de sécurité par rapport à celles de nos pairs. Pour 2019, notre taux de fréquence des accidents enregistrables a été de 0,73 par rapport à 1,00 en 2018.

La sécurité à TransAlta (employés et entrepreneurs)	2019	2018	2017
Blessures ayant entraîné un arrêt de travail	5	1	6
Blessures avec soins médicaux	7	12	15
Travail restreint	3	12	16
Premiers soins	8	23	67
Total des blessures	23	48	104
Heures d'exposition	4 106 898	5 014 804	6 073 419
Taux de fréquence totale des blessures	1,12	1,91	3,42
Taux de fréquence des accidents enregistrables	0,73	1,00	1,22

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 leur taux de participation au sein de notre équipe de direction et de notre conseil. Au 31 décembre 2019, les femmes représentaient 50 % de notre équipe de la haute direction et 33 % de notre 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 18,1 % et que le pourcentage moyen de femmes dans les équipes de direction est de 16,9 %.

Pour soutenir davantage la promotion des femmes, nous avons fixé des objectifs visant i) le maintien de l'égalité de rémunération pour les femmes occupant des postes équivalents, ii) une représentation de 50 % de femmes au sein de notre conseil d'ici 2030 et iii) une représentation de 40 % de femmes parmi tous les employés d'ici 2030. À l'heure actuelle, les femmes représentent 20 % de l'ensemble des employés.

Au début de 2020, TransAlta était l'une des 325 sociétés mondiales à être ajoutée à l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg. L'inclusion dans l'indice témoigne de notre investissement global dans l'égalité des sexes 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.

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 régimes d'intéressement 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 de retraite agréés 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 et, au Canada, comprennent un autre régime à prestations définies complémentaire pour les employés dont les revenus annuels dépassent le plafond prévu par la *Loi de l'impôt sur le revenu*. Le régime à prestations définies complémentaire a été fermé le 31 décembre 2015 et un nouveau régime à cotisations définies complémentaire à l'intention seulement des dirigeants embauchés après le 1^{er} janvier 2016 est entré en vigueur. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime à prestations définies complémentaire.

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. De plus, au Canada, nous offrons aux employés certains régimes optionnels pour améliorer leur bien-être financier et leur épargne-retraite, au moyen de REER collectifs et de CELI.

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 menons 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.

Nous offrons des régimes complémentaires d'assurance-maladie et d'assurance dentaire aux participants invalides et aux participants retraités, généralement jusqu'à l'âge de 65 ans. Le régime canadien d'avantages sociaux des retraités a été fermé pour tous les nouveaux employés en date du 1^{er} mars 2017.

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 développement 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 2019, nous avons lancé notre programme de développement du leadership. Ce programme a permis à 143 dirigeants ou futurs dirigeants de se doter des compétences et outils de base en leadership. Les programmes de formation ont porté sur diverses compétences en matière de leadership pour les dirigeants ayant plusieurs années d'expérience en gestion. Tous les dirigeants au Canada ont également suivi la formation obligatoire sur la violence en milieu de travail.

De plus, en 2019, nous avons élaboré et lancé notre programme de perfectionnement à l'intention des directeurs de l'exploitation. Il s'agit d'un programme conçu en interne pour former de futurs directeurs et chefs de l'exploitation de centrale en leur offrant une expérience sur le terrain et des activités d'apprentissage structuré au sein de plusieurs unités fonctionnelles de l'organisation. Les participants sont formés dans le cadre d'un programme de 18 mois d'affectations par rotation dans divers secteurs opérationnels (Charbon, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité) ainsi qu'au sein des unités fonctionnelles de la Société (gestion d'actifs, activités commerciales, négociation et commercialisation de l'énergie, finances, ressources humaines, relations avec les Autochtones et les parties prenantes, croissance et chaîne d'approvisionnement). En 2019, sept employés ont participé à ce programme.

Nous avons également continué d'offrir à nos employés nos programmes internes déjà en place dans toute l'organisation, y compris notre programme de leadership mené par des pairs d'une durée de six mois appelé Elevate. Lancé en 2017, ce programme a accueilli 100 leaders en 2019. Depuis son lancement, 215 leaders et futurs leaders ont participé à ce programme.

Execution Engine est un autre programme en interne que nous continuons d'offrir. Ce programme a été conçu pour permettre à nos gens d'acquérir de nouvelles compétences afin de créer une organisation qui soit à la fois efficace et capable de s'adapter. Le programme de formation est fondé sur des recherches portant sur ce dont ont besoin nos gens pour provoquer et soutenir le changement. Jusqu'ici, quelque 850 employés ont suivi ce cours. En décembre 2019, nous avons également lancé une bibliothèque interne sur le leadership qui est mise à jour mensuellement et donne à tous les employés l'accès à des articles sur le développement du leadership.

Capital relationnel et social

Nous nous efforçons de créer une valeur partagée pour nos parties prenantes par la création de valeur sociale et relationnelle chez TransAlta. Les répercussions les plus importantes sur notre rendement social et relationnel sont la santé et la sécurité du public, les comportements anticoncurrentiels et 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.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Chez TransAlta, nous valorisons nos relations et nos partenariats avec les parties prenantes et nos voisins autochtones. Notre équipe responsable des relations avec les Autochtones se concentre sur l'engagement communautaire, l'emploi, le développement économique et l'investissement communautaire. 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 d'exploitation et nos initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets et comprendre les priorités et intérêts des collectivités afin de mieux répondre aux préoccupations.

Les formes d'engagement sont les suivantes :

- Établissement de relations grâce à des communications régulières et des réunions en personne avec des représentants de différents échelons au sein des organisations communautaires autochtones
- Organisation d'activités entre la Société et la collectivité favorisant 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 d'Action de grâce
- Octroi de commandites en argent et en nature pour des initiatives communautaires

TransAlta est proactive en s'engageant dès le début de l'élaboration du projet, afin de pouvoir cerner rapidement les préoccupations et y répondre, et de réduire ainsi au minimum les retards éventuels. Nous menons des consultations principalement aux stades de l'élaboration et du démantèlement des projets, et maintenons une communication ouverte tout au long de la phase d'exploitation. Nous travaillons avec les collectivités pour établir une relation fondée sur une communication continue et un respect mutuel.

En 2019, TransAlta s'est associée à Indspire, un organisme caritatif autochtone national enregistré au Canada, et nous avons pu décerner 14 bourses de 3 000 \$ chacune. Les bénéficiaires autochtones étaient issus des collectivités suivantes : la Première Nation Aamjiwnaang, la tribu des Blood, la Nation crie Ermineskin, la Première Nation Paul, la Nation Piikani, la Nation crie Samson, la Première Nation Simpcw, la Nation Squamish, la Première Nation Sunchild et la Nation Tsuut'ina.

Nous détenons actuellement un statut Argent dans le cadre du programme Relations progressistes avec les Autochtones («RAP») du Conseil canadien pour l'entreprise autochtone. La certification a lieu tous les trois ans et consiste en un audit complet effectué par des vérificateurs du RAP. Pour soutenir cette initiative, TransAlta a mis en place un centre interne de pratiques et de connaissances qui fournit aux employés des ressources et de l'information pour soutenir l'avancement des relations avec les Autochtones chez TransAlta.

En 2020, TransAlta continue à soutenir l'accès des Autochtones à l'éducation dans le cadre de son programme de financement des Autochtones avec le Southern Alberta Institute of Technology (SAIT). TransAlta a reconnu un manque de financement fédéral et provincial pour le rattrapage scolaire, ce qui peut constituer un obstacle pour bon nombre d'étudiants autochtones. Ce programme fournit un soutien financier essentiel aux futurs étudiants autochtones qui postulent au SAIT et qui ont besoin de suivre des cours de rattrapage pour être admissibles à un programme dans un métier spécialisé.

En 2019, nous avons également appuyé un programme de leadership autochtone au Banff Centre for Arts and Creativity. Environ 300 dirigeants autochtones de plus de 120 collectivités ont participé aux programmes de leadership avec l'aide de TransAlta et d'autres partenaires.

Au cours des cinq dernières années, l'appui de TransAlta a permis d'octroyer 45 bourses d'études grâce auxquelles des membres de communautés autochtones ont pu participer aux programmes et partager les connaissances ainsi acquises avec leurs collectivités. Ces participants viennent de communautés à l'échelle de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, notamment la Nation sioux Alexis Nakota, la Première Nation Bearspaw, la Première Nation Chiniki, la Nation crie Enoch, la Nation crie Ermineskin, la Première Nation de Fort McKay, la tribu des Blood, la Première Nation Montana, la Première Nation Paul, la Nation Piikani, la Nation crie Samson, la Nation Siksika, la Nation Squamish, la Nation Tsuut'ina et la Première Nation Wesley.

Santé et sécurité du public

Nous cherchons à protéger la santé et la sécurité du public. Il est capital pour nous d'assurer la sécurité de nos employés ainsi que celle des gens et des collectivités où nous menons nos activités.

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 tels que la restriction de l'accès physique aux alentours et à l'intérieur de nos sites d'exploitation. Le programme de gestion des urgences de TransAlta est en place pour préparer les employés en cas d'incident. Dans le cadre de ce programme, une formation sur la préparation aux situations d'urgence est dispensée dans l'ensemble de notre portefeuille, selon une approche tous risques en matière de sécurité publique et d'intervention en cas d'urgence. Chaque site dispose également d'un plan d'intervention en cas d'urgence et effectue des exercices sur place et des exercices propres aux incidents qui pourraient survenir à chaque site. Notre plan de poursuite des activités permet également d'éviter une interruption des activités. Le programme est supervisé par la Société et est soutenu par l'équipe de gestion des urgences de la Société en cas de situation d'urgence. Le programme est parrainé par la direction et est axé sur la protection de notre personnel, de nos biens, de notre information et de notre réputation.

Protection des données et des actifs numériques

Nous nous efforçons également de protéger nos actifs numériques. Les risques liés à la cybersécurité peuvent inclure la compromission de l'intégrité des données, le piratage, l'ingénierie sociale, la compromission des activités et de l'infrastructure, les violations de titres d'identité, les attaques par l'intermédiaire de fournisseurs et de prestataires de services tiers, les attaques liées à l'intelligence artificielle et à l'apprentissage machine et le roulement du personnel chargé de la cybersécurité. Compte tenu de la nature en constante évolution des cyberattaques, nous nous adaptons constamment pour faire face aux menaces grâce à un programme complet de cybersécurité qui repose sur trois piliers : la technologie, les processus et les ressources. Chacun de ces piliers peut être renforcé indépendamment pour faire face à des risques et menaces propres à la cybersécurité. Grâce à ce programme, TransAlta met continuellement en œuvre des contrôles et des mesures de protection proactifs pour atténuer les risques et les menaces de cybersécurité auxquels l'organisation est confrontée.

Pour plus d'informations, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque – Risque lié à la cybersécurité» du présent rapport de gestion.

Relations avec les parties prenantes

Favoriser les relations avec nos parties prenantes est important pour TransAlta. Inspirés par nos valeurs, nous cherchons à maximiser la création de valeur pour nos parties prenantes et pour TransAlta. Nous adoptons une approche proactive pour établir des relations et comprendre les incidences que notre entreprise peut avoir sur les acteurs locaux.

Parties prenantes de TransAlta

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

- nous entretenir 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 le développement ou l'acquisition de projets potentiels. Au fil des décennies de relations avec les parties prenantes dans les régions où se trouvent nos centrales, nous avons acquis une excellente compréhension des questions et des préoccupations de nos parties prenantes.

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 paliers 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	Acheteurs de CAÉ

Cadre d'engagement

Notre cadre d'engagement des parties prenantes repose sur l'engagement des parties prenantes au titre de l'ISO 14001, norme reconnue à l'échelle internationale en matière de gestion de l'environnement, et y est étroitement lié. Ce cadre constitue une approche simplifiée à l'échelle de la Société qui vise à s'assurer que les pratiques au chapitre de la collaboration et de l'établissement des relations sont uniformes dans tous les sites de TransAlta et pour tous les types de travail. Bien que nous n'ayons plus la certification ISO 14001, nous continuons d'observer les meilleures pratiques établies en vertu de cette norme.

Méthodes d'engagement

Afin de mener nos activités avec succès, nous maintenons des canaux de communication ouverts avec les parties prenantes. Nous nous engageons à trouver une solution rapide et professionnelle au moyen d'un dialogue fondé sur nos valeurs. Nous travaillons en interne et avec les parties prenantes pour trouver des moyens d'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

Un élément clé de notre travail consiste à soutenir la croissance par un engagement proactif avec les parties prenantes dans toutes les régions où nous sommes présents en Australie, au Canada et aux États-Unis afin de créer et d'entretenir des relations, d'évaluer les besoins et la pertinence et de trouver de nouvelles occasions de création de valeur 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 d'élaboration et de démantèlement des projets et maintenons une communication engagée pendant toute la durée des activités. Par exemple, nous avons mis en œuvre notre programme d'engagement des parties prenantes avec ces dernières et les groupes autochtones dans le cadre de nos projets de rééquipement de nos centrales Sundance et Keephills. Nous avons déposé nos demandes d'approbation réglementaires en décembre 2019 et notre programme d'engagement des parties prenantes se poursuivra pendant tout le cycle de vie des centrales.

Suivi et documentation de l'engagement

Notre programme de suivi des relations avec les parties prenantes et les groupes autochtones sert d'outil de documentation des communications à l'échelle de la Société, et il est géré par notre équipe des relations avec les parties prenantes et les groupes autochtones. Grâce à ce programme, nous nous conformons à nos exigences de consultation des parties prenantes et des groupes autochtones, et produisons des rapports en témoignage de nos efforts de collaboration et de consultation. L'outil enregistre les courriels, les documents et les messages vocaux liés à tout projet, événement ou problème et les affiche sous forme de rapport. Il peut aussi produire toute une gamme de rapports statistiques présentant la fréquence et le volume d'engagement liés à un projet, une partie prenante, un groupe de parties prenantes, un problème, ou des mots clés. Ce programme de suivi réduit le temps et les coûts nécessaires pour soumettre des preuves d'engagement aux organismes gouvernementaux.

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, reportez-vous à la rubrique «Système de dénonciation» ci-dessous). 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. Une copie de la politique d'engagement des actionnaires est disponible sur notre site Web à l'adresse transalta.com. 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 2019, les représentants du conseil se sont grandement investis auprès des principaux actionnaires de la Société. Plus précisément, depuis le 1^{er} janvier 2019, le conseil a tenu des rencontres avec 15 actionnaires représentant 42 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la Société. En outre, en septembre 2019, TransAlta a organisé une journée des investisseurs au cours de laquelle nous avons fourni des informations détaillées sur les stratégies, les plans, les activités d'exploitation et les résultats passés, présents et attendus de la Société. La journée des investisseurs a donné aux actionnaires l'occasion de s'entretenir avec la direction de la Société.

Clients

En tant que l'un des plus grands producteurs d'électricité de l'Alberta fournissant des services énergétiques, notre équipe est au service des entreprises en leur offrant ce qui suit :

- 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
- Les initiatives de développement durable comme l'autoproduction d'électricité, des crédits d'énergie renouvelable et des crédits carbone compensatoires
- Le suivi des changements de conception des marchés, des signaux de prix et des mesures incitatives disponibles pertinentes

L'équipe Solution client 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. TransAlta est fière du service qu'elle offre à ses clients, comme en témoigne le taux de fidélisation de plus de 90 % enregistré ces trois derniers exercices.

Nous nous attachons à adapter l'aide que nous apportons à nos clients de façon qu'ils atteignent leurs objectifs de développement durable. À titre d'exemple, mentionnons le portefeuille de centrales de cogénération sur place de

TransAlta. La cogénération est le processus qui consiste à produire simultanément de l'électricité et de la vapeur. Lorsque ces centrales sont construites sur place, la construction de lignes de transport supplémentaires n'est pas nécessaire, ce qui évite de nuire à l'environnement. La cogénération réduit également la quantité de gaz naturel nécessaire à certains processus industriels en utilisant une production de vapeur à haut rendement plutôt que des chaudières. Parmi les exemples de procédés industriels, on peut citer le traitement du gaz, l'extraction des sables bitumineux par drainage par gravité au moyen de vapeur («DGMV»), la fabrication de produits chimiques et la production de pâte à papier. La cogénération est reconnue par les organismes de réglementation pour son efficacité dans la production d'électricité par rapport aux méthodes traditionnelles, et peut donc potentiellement produire des crédits de rendement en matière d'émissions qui peuvent être utilisés pour satisfaire aux obligations réglementaires de nos clients ou être vendus à titre de produits des activités ordinaires supplémentaires.

Nous assurons la production sur place pour de grands clients miniers et industriels. 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, mais aussi que leurs besoins futurs en électricité seront comblés tout en tirant parti de la réduction des émissions de GES.

Nous pouvons également contribuer aux objectifs de développement durable de nos clients par l'intermédiaire du marché des attributs environnementaux. Les attributs environnementaux que nous sommes en mesure de générer, de négocier, d'acheter et de vendre, comprennent les crédits de rendement en matière d'émissions, les crédits carbone compensatoires de l'Alberta, les crédits d'énergie renouvelable et les crédits compensatoires d'émissions. Les crédits carbone compensatoires de l'Alberta peuvent être générés volontairement par des projets de l'Alberta, qui respectent les protocoles d'admissibilité au système de compensation carbone de l'Alberta. Nos centrales éoliennes de l'Alberta génèrent des crédits carbone compensatoires de l'Alberta. Les crédits d'énergie renouvelable sont produits à partir de nos actifs d'énergie renouvelable (énergies éolienne, hydroélectrique et solaire) et peuvent être échangés sur le marché du carbone volontaire ou vendus à des clients. Ils peuvent être utilisés pour répondre aux exigences réglementaires lorsqu'un objectif de production d'énergie renouvelable est fixé par une province ou un territoire ou être utilisés pour l'achat volontaire d'électricité «verte». Les compensations d'émission sont produites dans le cadre de projets volontaires qui réduisent les émissions dans des secteurs de l'économie non visés par les réglementations sur la réduction du carbone. L'optimisation des attributs environnementaux peut être utilisée comme un moyen rentable, pour la Société ou nos clients, de réduire les coûts de conformité liés aux politiques sur le carbone ou aux normes en matière de portefeuilles renouvelables, ou être utilisée pour atteindre les objectifs volontaires de développement durable ou de réduction du carbone des entreprises.

Pour en savoir plus, visitez la page des services d'énergie sur notre site Web à l'adresse <https://www.transalta.com/customers/>.

Chaîne d'approvisionnement

Nous continuons de chercher des solutions pour améliorer la chaîne d'approvisionnement dans une optique de développement durable. En 2017, nous avons optimisé nos activités de gestion mondiale de la chaîne d'approvisionnement en mettant en œuvre une plateforme qui soutient l'accroissement de l'efficacité de la chaîne d'approvisionnement, réduit les délais, diminue les coûts et améliore le rendement des fournisseurs. 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 communautés 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

Au début de 2019, le conseil a adopté un 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.

Investissements dans les collectivités

Au cours de 2019, TransAlta a remis environ 2,1 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,4 millions de dollars en 2018). Chaque année, l'un de nos principaux investissements communautaires est consacré aux campagnes de Centraide au Canada et aux États-Unis. Cette année, les employés, les retraités, les entrepreneurs et la Société de TransAlta ont recueilli plus de 1,2 million de dollars pour Centraide.

En 2019, nous avons continué à concentrer nos investissements communautaires sur les domaines prioritaires pour TransAlta, notamment l'environnement, l'éducation et le leadership, la santé et les services sociaux, ainsi que les arts et la culture. Parmi nos partenariats, mentionnons :

- Indspire – Dans le cadre de notre nouveau partenariat avec Indspire en 2019, TransAlta a été en mesure de pratiquement doubler le nombre de bourses disponibles pour les étudiants autochtones grâce au programme de jumelage d'Indspire. Quatorze bourses ont été attribuées en 2019. Anciennement la Fondation nationale des réalisations autochtones, Indspire est l'organisation caritative nationale du Canada pour l'éducation des Autochtones.
- Mother Earth's Children's Charter School – Située sur le territoire du traité n° 6, près de Stony Plain, en Alberta, et de nos exploitations charbonnières en Alberta, la Mother Earth Children's Charter School («MECCS») est devenue un élément important du programme d'investissement communautaire de TransAlta. 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. L'école a été créée en 2003 pour aider à fournir aux étudiants autochtones une éducation fortement axée sur le contexte culturel plutôt que sur un modèle éducatif occidental traditionnel. Environ 95 % des étudiants de la MECCS sont d'origine autochtone, les étudiants venant de la Première Nation Paul, de la Nation crie Enoch, de la Nation sioux Alexis Nakota, de la Première Nation Alexander, d'Alberta Beach, de Stony Plain et d'Edmonton. La population étudiante est diversifiée et comprend des Métis, des Cris, des Nakota Sioux et des Stoney. Depuis 2014, TransAlta verse 35 000 \$ par année à l'école. En outre, chaque année à Noël, le personnel de TransAlta achète des cadeaux de Noël pour les étudiants. Des bénévoles de TransAlta se rendent à l'école pour livrer les cadeaux, ce qui donne à nos employés et aux élèves l'occasion faire connaissance.
- Le Stampede de Calgary – 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 créer et de promouvoir les arts.
- Southern Alberta Institute of Technology («SAIT») – En collaboration avec la SAIT, TransAlta a continué à soutenir l'accès des Autochtones à l'éducation grâce à son programme de financement des Autochtones qui comble une lacune dans le financement fédéral et provincial de leur perfectionnement scolaire.
- TransAlta Tri-Leisure Centre – TransAlta continue à être un fier commanditaire de ce 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.
- Banff Centre – TransAlta a continué à appuyer financièrement le programme de leadership autochtone au Banff Centre for Arts and Creativity. Au cours des cinq dernières années, le soutien de TransAlta a permis d'attribuer 45 bourses à des membres de communautés autochtones pour qu'ils participent à des programmes en Alberta et en Colombie-Britannique.
- Soutien à la transition énergétique – Le 30 juillet 2015, dans l'État de Washington, nous avons annoncé un investissement communautaire 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. 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. Afin d'investir les 55 millions de dollars, trois conseils de financement ont été formés : le Weatherization Board (10 millions de dollars), l'Economic & Community Development Board (20 millions de dollars) et l'Energy Technology Board (25 millions de dollars). Jusqu'à présent, le Weatherization Board a investi 5,9 millions de dollars, l'Economic & Community Development Board, 12 millions de dollars, et l'Energy Technology Board,

3,9 millions de dollars. Parmi les projets spécifiques que les conseils ont financés en 2019 figurent la reconstruction d'une cour de récréation (qui comprenait l'installation d'un éclairage à faible consommation d'énergie et de surfaces et passerelles accessibles), la construction d'un centre de formation au Centralia College et le financement du premier bus scolaire électrique de l'État de Washington.

Capital naturel

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel et environnemental tout en réduisant notre empreinte environnementale et les éventuels facteurs de risque liés aux impacts environnementaux. Le BAIIA aux fins de comparaison de la production d'énergie renouvelable s'est élevé à 341 millions de dollars en 2019 (342 millions de dollars en 2018). Nos produits tirés de la vente d'attributs environnementaux en 2019 se sont élevés à 27,6 millions de dollars (21,6 millions de dollars en 2018). En outre, en 2019, la vente de sous-produits du charbon et le recyclage de déchets ont généré une valeur financière s'établissant entre 25 millions de dollars et 35 millions de dollars.

Voici les tendances des principaux indicateurs clés du rendement du capital naturel :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison lié à la production d'énergie renouvelable	341,0	342,0	289,0
Produits tirés de la vente d'attributs environnementaux	27,6	21,6	27,7
Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	20,6	20,8	29,9

Gestion du capital naturel

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'énergies renouvelables 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 dans le cadre de la transition vers l'électricité propre. Le gaz naturel joue un rôle important dans le secteur de l'électricité, en fournissant une production de base et de pointe à faibles émissions pour répondre à la demande du réseau et à la production d'énergie renouvelable intermittente. TransAlta exploite des unités à cycle simple et à cycle combiné au gaz naturel et des centrales de cogénération. Nous prévoyons de convertir nos unités au charbon de l'Alberta au gaz naturel entre 2020 et 2025, et d'ici à la fin de 2025, notre production sera uniquement composée de gaz naturel et d'énergies renouvelables.

Quel que soit le type de combustible, nous accordons la priorité à la conformité aux règles environnementales et à la diminution des répercussions sur l'environnement afin de nous assurer de pouvoir offrir une électricité fiable et à bas prix. La Société s'efforce d'être respectueuse de l'environnement et reconnaît que les pressions concurrentielles pour la croissance économique et la rentabilité doivent être intégrées à une gestion saine du développement durable, y compris la gestion de l'environnement. La Société est assujettie à des lois et règlements environnementaux qui ont une incidence sur certains aspects de ses activités, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, les rejets 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'altérer l'habitat naturel, d'endommager 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 la Société obtienne et respecte des homologations, licences, permis et autres approbations de diverses natures en matière d'environnement. Tant les fonctionnaires que les particuliers peuvent chercher à faire appliquer à l'égard de la Société les lois et règlements environnementaux. 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 systèmes de gestion de l'environnement, mentionnons les incidents environnementaux et les déversements, l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

Gouvernance environnementale

Le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable 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, de santé et de sécurité et des changements apportés à la politique publique de même qu'à l'établissement et au respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Systèmes de gestion de l'environnement

Nos 73 centrales ont toutes des systèmes de gestion de l'environnement en place, dont la majorité est conforme à la norme ISO 14001 reconnue à l'échelle mondiale. Nous exploitons nos centrales selon la norme ISO 14001 depuis 20 ans; par conséquent, nos systèmes sont à la fine pointe et nous en maîtrisons la gestion. Seulement deux de nos centrales ne

sont pas exploitées entièrement selon la norme ISO 14001 harmonisée au système de gestion de l'environnement en place, bien que ces centrales disposent de systèmes comparables. Cela est dû à des accords commerciaux (TransAlta n'est pas l'exploitant de ces deux sites). L'harmonisation avec la norme ISO 14001 donne l'assurance que nos systèmes sont conçus pour améliorer continuellement le rendement.

Rendement environnemental

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 prévoyons que la gestion de l'environnement et la conformité à la réglementation feront l'objet d'une plus grande surveillance; c'est pourquoi nous avons adopté une approche proactive afin de réduire les risques auxquels nos résultats sont exposés. Notre conseil supervise le suivi, par la Société, de la réglementation en matière d'environnement et des changements apportés à la politique publique de même que l'établissement et le respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement qui font écho aux normes juridiques et réglementaires, aux normes du secteur et aux meilleures pratiques.

Nous présentons ci-dessous une analyse de notre performance en matière de gestion des incidences environnementales, de réduction de notre incidence environnementale et de la façon dont nous tirons parti de nos initiatives en matière d'environnement.

Énergie renouvelable et stockage à batteries

Depuis 2005, nous avons ajouté environ 1 300 MW de capacité d'énergie renouvelable. Nous continuons d'exploiter plus de 900 MW d'énergie hydroélectrique et nous comptons plus de 100 ans d'expérience dans ce domaine. 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. Notre production provenant de l'énergie renouvelable en 2019 a compensé l'équivalent d'environ 1,6 million de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone ou l'élimination d'environ 340 000 voitures des routes en 2019.

En 2020, nous mettrons en service la première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta, située à notre parc éolien Summerview. Le projet utilisera la technologie des batteries Tesla et aura une capacité de 10 MW.

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 faibles émissions pour répondre à la demande du réseau et à la production d'énergie renouvelable intermittente. TransAlta exploite des unités à cycle simple, à cycle combiné et des centrales de cogénération au Canada 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 des marchés de gros. TransAlta est un exploitant important d'électricité au gaz naturel au Canada et en Australie.

Transition vers d'autres énergies que le charbon

Notre plan de conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz en Alberta devrait nous permettre de réduire considérablement notre empreinte environnementale. La conversion du charbon en gaz, la consommation d'énergie, les émissions de gaz à effet de serre, les émissions atmosphériques, la production de déchets et la consommation d'eau devraient diminuer considérablement. La conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz éliminera la totalité des émissions de mercure, la majorité des émissions des particules et de dioxyde de soufre («SO₂») et réduira considérablement nos émissions de dioxyde d'azote («NO_x»). La conversion au gaz naturel des installations au charbon à forte intensité de GES permettra de réduire considérablement les GES (environ 40 % de réduction), tout en favorisant la fiabilité, le caractère abordable et la croissance de l'électricité renouvelable en Alberta. Les centrales au charbon converties utiliseront du gaz naturel à faible teneur en carbone (les nouvelles réglementations sur la réduction du méthane par torchage et dégazage réduiront les émissions de GES pour les producteurs de gaz naturel) tout en soutenant nos producteurs de gaz locaux par l'utilisation de jusqu'à 700 000 GJ de gaz naturel par jour.

Incidents environnementaux et déversements

La protection de l'environnement et la réduction de notre empreinte écologique favorisent la santé des écosystèmes et atténuent les risques liés à la conformité environnementale et à notre réputation. Nous appliquons des procédures pour les incidents environnementaux semblables à celles que nous appliquons pour la sécurité, en assurant un suivi, en effectuant une analyse et en assurant une gestion active afin de réduire leur occurrence. 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 et à surveiller étroitement l'air, la terre et l'eau dans ces secteurs pour déceler et réduire les impacts éventuels.

Les incidents environnementaux sont séparés en deux catégories : les incidents environnementaux importants et les incidents environnementaux de non-conformité, c'est-à-dire des incidents touchant la conformité à la réglementation, mais qui n'ont pas 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. Tous les autres événements sont considérés comme des incidents environnementaux importants, lesquels nous estimons, dans les circonstances, avoir de graves répercussions sur l'environnement. En 2019, nous avons déclaré trois incidents environnementaux importants (un incident en 2018) et six incidents environnementaux de non-conformité (six incidents en 2018).

Les trois incidents environnementaux importants survenus en 2019 se sont produits dans deux de nos parcs éoliens aux États-Unis. À notre parc éolien Lakeswind, dans le Minnesota, un cas de mortalité d'un aigle à tête blanche a été rapporté. Dans notre parc éolien du Wyoming, nous avons constaté la mort de deux aigles royaux. Des analyses des causes profondes ont été menées sur chacun des cas de mortalité et nous n'avons trouvé aucun facteur de causalité ou cause profonde lié au comportement humain ou à la défaillance des équipements en cause dans les incidents. Ces incidents étaient inhabituels – nous n'avons pas eu de mortalité d'aigle dans notre portefeuille de parcs éoliens depuis 2015. Pour tous les incidents, nous avons collaboré avec les autorités et aucune mesure exécutoire n'a été prise à l'égard de ces mortalités. Malgré des résultats peu concluants et dans le but de réduire les risques de répercussions futures sur les espèces d'aigles protégées, nous travaillons à mettre en œuvre des mesures correctives indirectes, y compris examiner la possibilité de mener une nouvelle étude de surveillance des oiseaux dans les parcs éoliens Lakeswind et du Wyoming ou d'autres sites à risque.

Voici les incidents importants par type de combustible :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Charbon	–	1	1
Gaz et énergies renouvelables	3	–	1
Total des incidents environnementaux importants	3	1	2

Voici les incidents environnementaux de non-conformité par type de combustible :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Charbon	3	4	3
Gaz et énergies renouvelables	3	2	–
Total des incidents environnementaux de non-conformité	6	6	3

Nous continuons également d'assurer le suivi et la gestion des incidents environnementaux sans obligation de rapports (mineurs), afin de pouvoir identifier ce qui cause les incidents. Bien comprendre la source des incidents nous aide à faire de la prévention, de la planification et de la sensibilisation.

Un déversement classique qui pourrait se produire sur nos sites d'exploitation est celui des hydrocarbures. En règle générale, ces déversements 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 importants, qui auraient un impact négatif sur l'environnement et la Société. Les déversements qui se produisent sont toujours traités dans un délai critique. Le volume estimatif des déversements en 2019 a été de 530 m³ (5 m³ en 2018). Les volumes de déversement en 2019 ont été plus élevés en raison d'un déversement de 527 m³ à notre centrale de cogénération de Sarnia. Ce type de déversement de produit n'est pas habituel et constituait un dépassement de la limite des effluents d'eaux usées provenant d'un bassin. Aucune mesure exécutoire n'a été prise à la suite de ce déversement.

Émissions atmosphériques

Nos centrales alimentées au charbon émettent un certain nombre d'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 et dans l'État de Washington. Nous sommes sur la bonne voie et gardons le cap pour atteindre notre objectif de réduction des émissions de SO₂ de 95 % par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de SO₂ de 77 %. Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduction des émissions de SO₂ d'ici 2025, soit bien en avance sur notre objectif 2030. Nous avons ainsi la souplesse voulue pour convertir nos centrales au charbon en centrales au gaz naturel et élargir notre portefeuille de centrales au gaz naturel. Nous continuons à adapter et à évaluer cet objectif afin de garantir un équilibre entre la croissance et les réductions appropriées des émissions atmosphériques. Nous continuons de capter 80 % des émissions de mercure de nos centrales alimentées au charbon et d'ici 2025, les émissions de mercure seront éliminées après la conversion du charbon au gaz. 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; toutefois, notre centrale alimentée au charbon 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 de Centralia compte deux unités et nous mettrons hors service une unité à la fin de 2020 et une autre unité à la fin de 2025, moment où les émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon seront éliminées.

Nos centrales au gaz émettent de faibles niveaux de NO_x qui doivent être signalés aux organismes de réglementation nationaux. Ces centrales au gaz 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 et de Fort Saskatchewan sont nos seules centrales à émettre des gaz dans un rayon de 49 kilomètres d'un milieu urbain ou densément peuplé.

En 2019, le total de nos émissions atmosphériques a diminué par rapport aux niveaux de 2018. Plus précisément, le NO_x a été réduit de 8 %, le mercure de 3 %, les particules fines de 1 % et le SO₂ de 18 % par rapport aux niveaux de 2018. La réduction de la majeure partie de nos émissions découle en grande partie d'une augmentation de la cogénération (gaz et charbon) dans nos centrales thermiques en Alberta. Les émissions de particules fines ont été ajustées au fil du temps pour refléter notre estimation du niveau de particules fines provenant de la poussière des routes dans nos activités minières de l'Alberta. Nous continuons à améliorer notre capacité à estimer ces données conformément aux directives du gouvernement du Canada.

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Dioxyde de soufre (tonnes)	15 900	19 300	36 200
Dioxyde d'azote (tonnes)	25 800	28 000	44 400
Particules fines (tonnes)	8 200	8 400	11 400
Mercure (kilogrammes)	60	70	110

Eau

Notre principale utilisation de l'eau est le refroidissement et la production de vapeur dans nos centrales alimentées au gaz, mais l'exploitation de nos centrales hydroélectriques nécessite également de l'eau. L'eau utilisée par les centrales au gaz vient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis de prélèvement d'eau 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 rejet, 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 2019, nous avons utilisé 286 millions de m³ d'eau (245 millions de m³ en 2018) et retourné à la source environ 218 millions de m³ (208 millions de m³ en 2018) ou 76 %. La consommation totale d'eau s'est élevée à 68 millions de m³ (37 millions de m³ en 2018). Le prélèvement et la consommation d'eau ont été beaucoup plus élevés en 2019 en raison de l'augmentation de la production de notre centrale alimentée au charbon de Centralia. La production a augmenté de 1 787 GWh en 2019 en regard de celle de 2018, en raison surtout de la hausse des prix marchands au cours du premier semestre de 2019 et du calendrier d'optimisation de la répartition.

Les données historiques sur notre volume d'eau utilisé pour 2017 ont été révisées en 2019 à la suite d'un ajustement des données sur les volumes d'eau de notre centrale de South Hedland. South Hedland a commencé ses activités commerciales en 2017 et les données sur l'eau n'ont pas été présentées dans la bonne unité. En raison de cet ajustement, l'eau utilisée en 2017 est passée de 213 m³ à 211 m³. Par la suite, la consommation d'eau (l'eau utilisée moins l'eau retournée à la source) a également changé en conséquence, passant de 41 m³ à 39 m³.

Le tableau qui suit présente la consommation d'eau totale (en millions de m³) au cours des trois derniers exercices :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Prélèvement d'eau	286	245	211
Rejet d'eau	218	208	172
Consommation d'eau totale	68	37	39

Nos prélèvements et rejets 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. Cela signifie que de grandes quantités d'eau entrent et sortent du système, par opposition à une technologie plus avancée, qui recycle l'eau dans des tours de refroidissement (de type à circuit fermé). 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 également 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, des stratégies de conservation et de réutilisation visant à recycler l'eau pour les besoins opérationnels de l'industrie minière ont été élaborées. Toute l'eau utilisée dans la région provient de l'eau du réseau, et compte tenu 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 minimiser la consommation et les répercussions sur l'environnement. 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 récent cyclone de catégorie 4 qui a provoqué des inondations dans la région, 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, depuis l'inondation de 2013, nos centrales hydroélectriques sont appelées à jouer un rôle accru sur le plan de la gestion de l'eau. En 2016, nous avons conclu un accord de cinq ans 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 de Kananaskis (qui comprend les lacs Interlakes, Pocaterra et Barrier) afin de participer aux efforts visant à réduire la sécheresse.

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. Notre mine de Highvale en Alberta est exploitée activement, tandis que la remise en état se poursuit dans certaines sections. 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 du développement.

En 2019, nous avons remis en état 114,9 acres (46,5 hectares) à notre mine de Highvale, ce qui était supérieur à notre objectif de 110 acres (45 hectares). Nous avons également remis en état 160,6 acres (65 hectares) de terrains à notre mine de Centralia.

Dans le cadre de nos activités minières depuis le début de 2019, nous avons remis en état environ 12 000 acres (4 800 hectares), soit environ 38 % des terrains perturbés. Depuis 1991, nous avons planté environ 2,5 millions d'arbres dans le cadre de ces travaux de remise en état.

Déchets

En 2019, nos activités ont généré environ 1,5 million de tonnes de déchets essentiellement non dangereux (1,6 million de tonnes en 2018). Seulement 0,1 % des volumes de déchets sont des matières dangereuses. En 2019, seulement 0,1 % des déchets ont été envoyés à la décharge. Sur les 99,9 % de déchets restants, 50 % ont été retournés à la mine (cendres provenant de la combustion du charbon), 49 % ont été réutilisés et les 0,4 % restants ont été recyclés. Les données historiques sur les volumes de déchets de 2018 ont été révisées en 2019 en raison de déclarations erronées concernant l'élimination des cendres de notre centrale de Keephills.

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 25 millions de dollars et 35 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. Au fil des ans, 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.

Utilisation de l'énergie

TransAlta utilise l'énergie de nombreuses façons. Nous générons de l'électricité grâce à nos centrales alimentées au charbon, au gaz naturel et au diesel. 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 carburant, nous surveillons également la combustion de l'essence ou du diesel dans nos véhicules ainsi que la consommation d'électricité et de carburant 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 producteur d'électricité, nous recherchons assidûment des moyens d'optimiser l'utilisation de l'énergie ou de créer des gains d'efficacité. Par exemple, en 2019, nous avons soutenu une étude menée par l'université de Stanford pour comprendre comment améliorer la production d'énergie éolienne. La recherche a montré que le fait d'orienter les turbines de sorte qu'elles soient légèrement éloignées du vent pouvait augmenter l'énergie produite et même régulariser les variations de l'offre. Nos centrales au charbon converties au gaz devraient également connaître une réduction de la consommation totale d'énergie, l'utilisation de ces centrales devant être inférieure aux niveaux d'utilisation habituels.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). L'utilisation d'énergie a diminué de 4 % par rapport à celle de 2018, principalement en raison de la réduction de la production d'électricité (baisse de l'utilisation dans les centrales) dans les centrales thermiques en Alberta.

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Charbon	296,0	309,8	447,4
Gaz et énergies renouvelables	49,1	48,6	49,4
Siège social	0,1	0,1	0,1
Total de l'utilisation d'énergie	345,2	358,5	496,9

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 sur les pales des éoliennes 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, incendies et tremblements de terre), de défaillances d'équipements 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 sur nous. Nos installations de production pourraient subir les répercussions de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles ou d'origine humaine et d'autres événements potentiellement catastrophiques tels qu'un accident ou un incident majeur sur nos sites. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne nous libèrent pas de nos obligations en vertu d'accords avec des tiers. Le fait que plusieurs de nos installations de production soient situées dans des régions éloignées peut rendre difficile l'accès pour la réparation des dommages. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour une analyse plus approfondie sur les risques liés aux conditions météorologiques.

Au cours des cinq derniers exercices, les fluctuations par rapport aux schémas de conditions météorologiques prévus ont eu les incidences suivantes sur nos résultats financiers annuels :

- Les températures chaudes en Alberta en 2015 ont fait croître les réductions de la capacité nominale de nos centrales alimentées au charbon et ont eu une incidence sur les bassins de refroidissement de nos installations de Sundance. Ces bassins de refroidissement sont sensibles aux températures chaudes; toutefois, nous prévoyons que la diminution de la production à partir de charbon découlant de la mise hors service à moyen terme des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance réduira le stress causé par cette situation.
- Notre mine de Highvale en Alberta a reçu des pluies abondantes en août 2016, qui ont causé des inondations pendant plusieurs semaines et ont mis en péril nos livraisons de charbon. Nous nous sommes concentrés sur l'amélioration de l'infrastructure de drainage et sur l'utilisation de terrils de déchets afin d'atténuer les risques dans l'avenir.

Changements climatiques

Nous croyons en une présentation d'information ouverte et transparente sur les incidences importantes liées aux changements climatiques. Notre rapport sur les changements climatiques est fondé sur les recommandations du Groupe de travail du Conseil de stabilité financière en matière de changements climatiques. Les paragraphes qui suivent expliquent notre gestion, notre rendement et notre leadership en ce qui a trait aux impacts des changements climatiques. Pour obtenir plus de renseignements, veuillez consulter la page sur la gestion des changements climatiques de notre site Web à l'adresse : <https://www.transalta.com/sustainability/climatechange-management>.

Principaux messages

- Le CGSDD a pour mandat d'examiner les lignes directrices et les pratiques relatives à la protection de l'environnement et les plans de la Société en ce qui concerne l'impact sur l'environnement.
- Notre stratégie consiste à abandonner le charbon à forte intensité de GES et à parvenir à une énergie propre à 100 % d'ici 2025, représentée par les énergies renouvelables et le gaz.
- Notre entreprise fait preuve de résilience face à deux degrés de réchauffement climatique en réduisant ses émissions de GES – nous avons pour objectif une diminution de 19,7 millions de tonnes d'éq. CO₂ d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015. À ce jour, nous avons atteint 59 % de cet objectif.
- Nous sommes bien placés pour construire des centrales d'énergie renouvelable et des centrales alimentées au gaz à faible teneur en carbone afin de soutenir les objectifs de développement durable des clients en matière de décarbonisation.
- Depuis 2005, nous avons réduit 21 millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui représente une diminution de 50 % au cours de la période considérée.

Gouvernance

Le niveau le plus élevé de surveillance des répercussions des changements climatiques sur les activités commerciales se situe au niveau de notre conseil, plus particulièrement le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable et le comité d'audit, des finances et des risques du conseil. Les questions et possibilités macroéconomiques telles que les émissions de GES du charbon et l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon, la compétitivité des coûts des énergies renouvelables et les préférences des clients pour une énergie à faible teneur en carbone ont été au cœur des discussions stratégiques avec notre direction et notre conseil et se reflètent dans nos actions visant à abandonner le charbon, à établir un objectif de réduction des GES d'ici 2030 et à accroître notre capacité de production à partir de l'énergie renouvelable et du gaz.

Notre CGSDD supervise les questions liées au climat, comme indiqué dans sa charte. Le CGSDD se réunit tous les trimestres. L'un des mandats de la charte du CGSDD est de surveiller et d'évaluer les risques liés au changement climatique ainsi que le respect de la législation y afférente et des obligations de rendre compte au public. Le CGSDD examine également les lignes directrices et les pratiques relatives à la protection de l'environnement, y compris l'atténuation de la pollution et les changements climatiques, examine si les politiques et les pratiques de la Société relatives à l'environnement sont effectivement mises en œuvre, et discute et donne des conseils concernant l'élaboration de politiques et de pratiques relatives aux changements climatiques, aux gaz à effet de serre et à d'autres polluants.

Stratégie

TransAlta, et le secteur de l'électricité en général, est à l'avant-garde de la réduction des émissions de GES, en utilisant l'innovation grâce à des solutions à faible émission de carbone et à zéro émission de carbone (par exemple, l'énergie renouvelable, le gaz naturel, la production d'électricité décentralisée, le stockage à batteries, etc.) et montre la voie de la résilience dans un monde à faibles émissions de carbone. Outre la résilience climatique, la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et le caractère abordable pour les consommateurs sont au cœur des préoccupations de TransAlta et de notre secteur. Pour soutenir notre propre cheminement en vue de réduire notre empreinte de GES et d'assurer la résilience climatique, nous avons pour objectif de réduire nos émissions de GES de 60 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015, tout en mettant en valeur l'énergie renouvelable et le gaz naturel. Nous pensons que le gaz naturel joue un rôle important dans le soutien de la fiabilité du réseau et dans la réalisation des objectifs des clients sur le plan de l'accessibilité financière. La modélisation de notre objectif en matière de GES montre que la réalisation de cet objectif nous permet, dans de nombreux scénarios, de nous appuyer sur la fixation d'objectifs fondés sur la science. Nous n'avons pas officiellement validé d'objectifs basés sur la science, mais nous continuons de surveiller et de modéliser notre rendement futur à l'aide de l'approche sectorielle de décarbonisation dans le cadre de l'initiative des cibles basées sur la science.

Nos unités fonctionnelles et nos activités commerciales cherchent constamment l'amélioration de l'efficacité énergétique, des possibilités d'intégrer des technologies de combustion propre et la création de portefeuilles de compensation des émissions en vue d'obtenir des réductions d'émissions à des coûts concurrentiels. Nous cherchons à investir dans des mesures d'atténuation des changements climatiques, comme la mise en valeur d'énergies renouvelables, afin d'optimiser la création de valeur pour nos actionnaires, les collectivités locales et l'environnement. La conversion de notre important portefeuille de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz illustre bien cette approche et nous permettra également d'exploiter nos actifs plus longtemps que l'échéancier prévu par le gouvernement fédéral en vue du retrait des centrales alimentées au charbon. Les objectifs de ces mesures sont d'accroître la valeur pour nos actionnaires, de fournir de l'électricité à faible coût et fiable et de réduire notre incidence en matière de GES.

La diversification de notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre progression en matière d'électricité renouvelable. Nous exploitons actuellement une capacité de près de 2 400 MW en production d'hydroélectricité, d'énergie éolienne et d'énergie solaire. En 2019, nous avons achevé la construction et la mise en service de 119 MW supplémentaires de production éolienne aux États-Unis. Aujourd'hui, notre portefeuille diversifié d'énergies renouvelables fait de nous l'un des plus grands producteurs d'énergies renouvelables en Amérique du Nord, d'énergie éolienne au Canada et d'hydroélectricité en Alberta. La production à partir d'énergies renouvelables en 2019 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 1,6 million de tonnes d'éq. CO₂, ce qui équivaut au retrait de plus de 620 000 véhicules des routes en Amérique du Nord pour la même année.

Comme nous l'avons déjà indiqué, nous cherchons à marchandiser le carbone au moyen d'échanges, et de la production et de la vente d'attributs environnementaux. Les produits annuels tirés de la vente des attributs environnementaux (crédit carbone compensatoire de l'Alberta et CER) en 2019 s'élevaient à 28 millions de dollars.

Gestion du risque

Les risques liés aux changements climatiques sont surveillés dans le cadre de nos processus de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise et sont gérés activement. Les risques et les possibilités liés aux changements climatiques sont déterminés à l'échelle du conseil, des membres de la direction, des unités fonctionnelles (charbon, gaz, énergie éolienne, solaire et hydroélectricité) et des fonctions de la Société (par 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). Les fonctions des unités fonctionnelles et de la Société 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 notamment à nos systèmes de gestion environnementale, à la fonction et aux systèmes de gestion des actifs, à nos activités énergétiques et de négociation, à la surveillance attentive, à la participation et à la communication actives avec les parties prenantes, à la collaboration avec notre direction générale et à la participation directe aux groupes de travail.

Nos risques liés aux changements climatiques sont divisés en deux grandes catégories : 1) les risques liés à la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, et 2) les risques liés aux impacts physiques des changements climatiques.

1. Risques liés à la transition

Nous cherchons à comprendre l'incidence sur nos activités alors que le monde évolue vers une société à faible émission de carbone. Nous participons aux décisions en cours relatives à la politique et à la réglementation en matière de climat.

Risques politiques et juridiques

Législation environnementale en cours et récemment adoptée

Les modifications de la législation environnementale actuelle ont, et continueront d'avoir, des répercussions sur nos activités et notre entreprise. Pour plus d'informations, se reporter ci-dessous et à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Gouvernement fédéral du Canada

Tarifification fédérale du carbone sur les GES

Le 21 juin 2018, la loi fédérale canadienne intitulée *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entrée en vigueur. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a instauré un prix national sur les émissions de GES. Le prix a débuté à 20 \$ la tonne d'éq. CO₂ pour les émissions en 2019 et augmentera de 10 \$ par année, pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. En 2022, il y aura une révision du système de tarification fondé sur le rendement («STFR») et d'autres aspects de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*.

Le 1^{er} janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'avaient pas de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral. Ces provinces et territoires comprennent l'Ontario, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut. Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone (la «taxe carbone») pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions.

Le STFR réglemente l'intensité carbone des grands émetteurs en fixant une norme de rendement sectorielle (référentiel) des émissions de GES par unité de production (par exemple, la tonne d'éq. CO₂/MWh) pour les producteurs d'électricité. Les émetteurs qui dépassent le référentiel génèrent des obligations en matière de carbone et ceux dont les rendements sont inférieurs au référentiel génèrent des crédits de rendement en matière d'émissions. Les émetteurs peuvent remplir leurs obligations en réduisant l'intensité de leurs émissions, en acquérant des crédits carbone auprès de tiers (crédits compensatoires ou crédits de rendement en matière d'émissions) ou en versant des paiements de conformité au gouvernement.

En 2019, le mécanisme de filet de sécurité n'a pas été imposé aux autres territoires qui étaient conformes à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*. Chaque année, ces territoires doivent déposer et faire approuver leurs programmes de tarification du carbone. Si, au cours de la future période de conformité annuelle, une partie ou la totalité de la réglementation d'une province en matière de gaz à effet de serre n'est pas conforme à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, le gouvernement fédéral imposera ses mécanismes de filet de sécurité.

Règlement sur le gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. En vertu des règlements, les nouvelles centrales électriques au gaz et celles ayant subi d'importantes modifications d'une capacité de plus de 150 MW doivent respecter une norme de 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh pour fonctionner. Les unités d'une capacité se situant entre 25 MW et 150 MW doivent respecter une norme de 550 tonnes d'éq. CO₂/GWh. Les centrales d'une capacité inférieure à 25 MW n'ont pas de norme.

En vertu des règlements, les centrales qui se convertiront du charbon au gaz devront également respecter la norme de 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh. Si le test de performance de la première année après la conversion satisfait à certaines normes d'émission, elles ne devront pas respecter la norme de 420 tonnes éq. CO₂/GWh pendant plusieurs années au-delà de la fin de sa vie utile.

Règlement sur le charbon

Le 18 décembre 2018, des modifications au *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* sont entrées en vigueur en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999). Le règlement modifié exigera que les unités alimentées au charbon atteignent un niveau d'émission de 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh d'ici la fin de leur vie utile en vertu du règlement de 2012 ou le 31 décembre 2029, selon la première éventualité.

Norme sur les combustibles propres

En 2016, le gouvernement fédéral canadien a annoncé son intention de procéder à une consultation sur l'élaboration d'une *Norme sur les combustibles propres* («NCP») afin de réduire les émissions de GES du Canada en accroissant l'utilisation de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à plus faible teneur en carbone. L'objectif de la NCP est de réaliser des réductions annuelles de 30 mégatonnes des émissions de GES d'ici 2030. La NCP établirait séparément les exigences relatives à l'intensité du cycle de vie du carbone pour les combustibles liquides, gazeux et solides qui servent à alimenter les transports de même que dans l'industrie et les bâtiments. En vertu de la politique proposée, le charbon brûlé dans des installations visées par la réglementation sur la production d'électricité à partir de charbon sera exempté de l'application du règlement. Le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité devrait actuellement être inclus dans les combustibles gazeux.

Les consultations sur les combustibles gazeux ont commencé en 2019 et se poursuivront jusqu'en 2020. Le projet de règlement sur les combustibles gazeux sera publié à la fin de 2020 et le règlement définitif devrait être publié en 2021. On s'attend actuellement à ce que le règlement sur les combustibles gazeux entre en vigueur d'ici 2023. TransAlta continue de participer au processus de consultation.

Alberta

Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du règlement *Specified Gas Emitters Regulation* («SGER») à un nouveau règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* («CCIR»). En vertu du règlement CCIR, la conformité réglementaire est passée d'une norme de conformité propre à une centrale à une norme de conformité relative au rendement d'un produit ou d'un secteur. En 2019, le prix en vertu du CCIR était de 30 \$/tonne d'éq. CO₂, et la norme de rendement du secteur de l'électricité était fixée à 0,370 tonne d'éq. CO₂/MWh et devait diminuer chaque année. Tous les actifs d'énergie renouvelable qui recevaient des crédits compensatoires aux termes du SGER ont continué d'en recevoir aux termes du CCIR, à raison de un pour un. Les autres actifs d'énergie renouvelable qui ne recevaient pas de crédits compensatoires du SGER ont pu adhérer au CCIR et ont reçu des crédits carbone à hauteur de la norme de rendement du secteur de l'électricité jusqu'à la fin du CCIR à la fin de 2019. Lorsque la norme de crédits compensatoires des projets éoliens aux termes du SGER prendra fin, ces projets pourront aussi adhérer au CCIR et recevoir des crédits jusqu'à concurrence de la norme de rendement.

Le 16 avril 2019, le Parti conservateur uni («UPC») a remporté les élections provinciales tenues en Alberta pour former un gouvernement majoritaire. L'UPC s'est engagé à remplacer le CCIR par un nouveau règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction* («TIER»). Le TIER a remplacé le CCIR le 1^{er} janvier 2020. Pour le secteur de l'électricité, des modifications négligeables ont été apportées entre le CCIR et le TIER, les installations d'énergie renouvelable continuant à recevoir des crédits. Le prix du carbone en vertu du TIER en 2020 restera à 30 \$/tonne d'éq. CO₂, mais l'Alberta n'a pas encore confirmé de futures augmentations de prix conformes aux exigences fédérales. La norme de rendement de référence est restée à 0,370 tonne d'éq. CO₂/MWh. Une révision du TIER n'est pas prévue avant 2023.

Les installations dont les émissions dépassent le seuil de référence devront se conformer au TIER de l'une des façons suivantes : i) en versant un montant au fonds TIER; ii) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; iii) en versant les crédits de rendement en matière d'émissions de leurs autres installations; ou iv) en versant des crédits carbone compensatoires.

Comme l'exige la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, le gouvernement de l'Alberta a déposé les détails du programme TIER auprès du gouvernement fédéral. Le TIER a été adopté par le gouvernement de l'Alberta le 29 octobre 2019 et, le 6 décembre 2019, le gouvernement fédéral a accepté le règlement TIER comme étant conforme à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* pour 2020.

Taxe fédérale sur les carburants polluants (charge sur le carburant)

Le nouveau gouvernement UCP a abrogé la taxe carbone de l'Alberta le 30 mai 2019. Le gouvernement fédéral remplacera la taxe carbone abrogée par la taxe sur le carburant le 1^{er} janvier 2020. Les installations de l'Alberta assujetties au TIER sont exemptées de la taxe sur le carburant.

Colombie-Britannique

À compter du 1^{er} avril 2018, la Colombie-Britannique a haussé son taux de taxe sur le carbone pour le faire passer à 35 \$/tonne d'éq. CO₂ et s'est engagée à augmenter son prix de 5 \$ par année jusqu'à ce qu'il atteigne 50 \$ la tonne en 2021.

Ontario

Le 31 octobre 2018, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi sur l'annulation du système de plafonnement des droits d'émission de gaz à effet de serre*. Cette loi a éliminé tous les règlements provinciaux existants sur les émissions de carbone et les coûts des grands émetteurs.

Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* du gouvernement canadien exige des provinces qu'elles aient en place des règlements et une tarification des émissions de GES qui respectent la loi fédérale. Le 23 octobre 2019, le gouvernement fédéral a annoncé que les grands émetteurs de l'Ontario seraient assujettis au STFR faisant partie du filet de sécurité fédéral. Toutes les installations du secteur concernées dont les émissions annuelles sont supérieures à 50 000 tonnes d'éq. CO₂ sont automatiquement soumises à une clause d'adhésion à l'intention des émetteurs dont les émissions annuelles sont comprises entre 10 000 et 50 000 tonnes d'éq. CO₂. Les grands émetteurs de l'Ontario sont actuellement assujettis au STFR faisant partie du filet de sécurité fédéral.

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié la version définitive du règlement provincial sur les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre («NRE»). Les NRE établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations assujetties. Les grands émetteurs qui génèrent plus de 50 000 tonnes d'éq. CO₂ par année seront tenus de respecter les NRE, tandis que les installations dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 50 000 tonnes d'éq. CO₂ pourront choisir d'y adhérer. Le plafond des émissions de carbone relatives à l'électricité a été fixé à 420 tonnes d'éq. CO₂/GWh. Une méthode de comptabilisation de l'efficacité carbone des centrales de cogénération fait également partie du programme. Le gouvernement fédéral n'a pas accepté les NRE comme étant conformes à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, de sorte que le STFR reste en vigueur aux fins de présentation de l'information concernant les obligations de 2019.

Les installations dont les émissions dépassent les exigences de réduction établies peuvent se conformer de l'une des façons suivantes : i) en achetant des unités pour émissions excédentaires auprès de l'organisme de réglementation; ii) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; iii) en utilisant les unités de rendement à l'égard des émissions générées par les installations dont les émissions sont inférieures à leur limite d'intensité des émissions. La première période de conformité en vertu des NRE commencera le 1^{er} janvier de l'année où l'Ontario sera retirée de la liste des provinces auxquelles s'appliquent les NRE fédérales. L'Ontario a soumis les NRE à l'examen du gouvernement fédéral.

Taxe fédérale sur les carburants polluants (charge sur le carburant)

Le gouvernement fédéral a remplacé la taxe sur le carbone abrogée de l'Ontario par la taxe sur le carburant le 1^{er} janvier 2019. Les installations de l'Ontario assujetties au STFR sont exemptées de la taxe sur le carburant.

Washington

En 2010, le bureau du gouverneur et le ministère de l'Écologie de l'État de Washington ont négocié des accords avec TransAlta concernant l'exploitation des deux centrales électriques au charbon de Centralia. TransAlta a convenu de mettre hors service ses deux unités alimentées au charbon de la centrale de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur les changements climatiques de l'État. Actuellement, nous estimons qu'il n'y aura pas de fardeau réglementaire supplémentaire en matière de GES imposé au secteur Charbon aux États-Unis étant donné les engagements que nous avons pris. Le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill*, qui prévoit un cadre pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon dans l'État de Washington, a été promulgué en 2011.

Massachusetts

Le programme Solar Renewable Electricity Credit I («SREC I») a retranché de la norme de portefeuille d'énergies renouvelables du Massachusetts une quantité initiale de 400 MW provenant de petites installations solaires de 10 MW ou moins. La taille initiale du programme SREC I a été élargie puis remplacée par le programme SREC II de moindre valeur. En 2018, le programme d'encouragement à l'énergie solaire a évolué pour devenir l'actuel programme Solar Massachusetts Renewable Target qui a encore réduit les niveaux d'encouragement.

La cible initiale du programme SREC I en termes de volume a été atteinte, et les projets admissibles dans le cadre du programme SREC I continuent à générer des crédits SREC I pendant les dix premières années suivant leur date de mise

en service. Les centrales visées par le programme SREC I génèrent ensuite des crédits d'énergie renouvelable de catégorie 1 selon la norme de portefeuille d'énergies renouvelables du Massachusetts pour le reste de leur vie utile.

Dans le cadre du programme de facturation nette du Massachusetts, les centrales admissibles se raccordent au réseau public local et génèrent des crédits de facturation nette. Les crédits de facturation nette compensent les frais de livraison, d'approvisionnement et d'utilisation et peuvent être vendus aux clients des centrales admissibles éloignées ou sur place. En 2016, le programme de facturation nette a été revu afin de réduire la valeur des crédits de facturation nette en réduisant la compensation aux seuls coûts énergétiques. Les nouveaux projets sont touchés dès que le volume du programme de facturation nette atteint 1 600 MW. Les centrales existantes ont bénéficié de droits acquis et continuent à bénéficier du traitement initial complet de compensation des coûts pendant une période de 25 ans à compter de leur date initiale de mise en service.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi pour mettre en œuvre le Fonds de réduction des émissions («FRE»). Ce fonds, qui est évalué à 2,55 milliards de dollars australiens, est la pièce maîtresse de la politique du gouvernement australien et fournit un cadre réglementaire pour réduire les émissions de 5 % par rapport aux niveaux de 2000 d'ici 2020, et de 26 % à 28 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Le mécanisme de sauvegarde du FRE, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, est conçu pour garantir que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'entremise du FRE ne seront pas remplacées par des augmentations importantes des émissions ailleurs dans l'économie. Le FRE et son mécanisme de sauvegarde incitent à réduire les émissions dans l'ensemble de l'économie australienne.

Le gouvernement australien s'est également engagé à élaborer un plan national de productivité énergétique visant à améliorer la productivité énergétique de l'Australie de 40 % entre 2015 et 2030. Le FRE ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos actifs en Australie étant donné qu'ils sont principalement composés de centrales au gaz. De plus, le 23 juin 2015, le gouvernement fédéral australien a également réformé le programme Renewable Energy Target («RET»). Le RET devrait ajouter au moins 33 000 GWh de sources renouvelables d'ici 2020. Cela doublerait la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle livrée par rapport aux niveaux actuels et permettrait de produire environ 23,5 % de l'électricité australienne à partir de projets renouvelables.

Risques liés à la technologie

La technologie du stockage à batteries constitue un risque émergent pour le modèle de production d'électricité à grande échelle. Le stockage à batteries a la capacité de favoriser 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 et son potentiel à soutenir la fiabilité du réseau, tout en surveillant l'incidence éventuelle de la technologie du stockage à batteries sur la production d'électricité au gaz naturel.

Nous avons démontré notre capacité à faire croître notre production d'énergie alimentée au gaz et aux énergies renouvelables. De 2000 à 2018, nous avons fait passer notre capacité provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 400 MW.

Risques liés au marché

La modification du comportement des consommateurs et la réduction de la consommation, ainsi que l'utilisation d'électricité qui y est associée, pourraient avoir une incidence sur la demande d'électricité. Toutefois, nous pensons que ce risque est quelque peu atténué par la tendance mondiale à l'électrification croissante des produits des clients, des transports et autres. Notre modèle d'entreprise à faible émission de carbone soutient ce type d'avenir. L'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel due à la tarification du carbone peut avoir un impact sur nous. Des informations supplémentaires figurent dans la rubrique «Gouvernance et gestion des risques» du présent rapport de gestion. L'utilisation de ressources renouvelables, telles que le vent et le soleil, élimine le risque associé au coût de l'approvisionnement.

Le siège social établit 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 et comme dispositif de protection afin d'anticiper les incidences futures des changements réglementaires sur les installations. Cette information est acheminée à l'échelle des unités fonctionnelles pour plus d'intégration. Les possibilités et les risques liés aux changements climatiques relevés et à la tarification du carbone sont pris en compte dans les processus annuels de prévisions de moyen à long terme de TransAlta. Nous tirons un profit économique des attributs environnementaux (comme les crédits de carbone compensatoires et les crédits d'énergie renouvelable) et grâce à notre fonction d'échange de quotas d'émission, qui cherche à marchandiser le carbone et à en tirer profit.

Risques liés à la réputation

Les tendances de consommation semblent évoluer en faveur des énergies renouvelables et plus propres, ce qui pourrait rendre les hydrocarbures de moins en moins populaires. Nous investissons dans le gaz naturel, car il apporte un soutien vital au réseau électrique et est un combustible fossile à faible teneur en carbone. Nous investissons déjà considérablement dans l'énergie renouvelable et le gaz naturel.

2. Risques matériels

À mesure que nous en apprenons davantage sur les risques matériels associés aux changements climatiques, et sur les risques météorologiques en général, nous cherchons à mieux comprendre les risques élevés et chroniques, qui pourraient avoir un impact important sur la création de valeur de nos activités.

Risques élevés

La centrale de South Hedland de TransAlta en Australie-Occidentale a été construite en prévision de l'adaptation au climat. La centrale est conçue pour résister aux cyclones de catégorie 5, qui peuvent être fréquents dans le nord-ouest de l'Australie-Occidentale. La catégorie 5 est la catégorie de cyclone la plus élevée. Le risque d'inondation dans la région a été atténué en construisant la centrale au-dessus du niveau normal d'inondation. En 2019, un cyclone de catégorie 4 a frappé cette centrale. Les opérations n'ont pas été touchées et nous avons pu continuer à produire de l'électricité pendant la tempête, malgré les inondations généralisées et la fermeture du port voisin et l'arrêt des activités commerciales associées.

Risques chroniques

Nous n'avons pas recensé de risques matériels chroniques qui pourraient avoir une incidence sur nos activités. Toutefois, nous continuons d'approfondir notre compréhension de la modélisation climatique et de l'intégrer dans notre planification à long terme.

Émissions de gaz à effet de serre : mesures et cibles

En 2019, selon nos estimations, 20,6 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,75 tonne par MWh (20,8 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,77 tonne par MWh en 2018) ont été émises dans le cours normal des activités d'exploitation. Notre réduction des émissions de GES est principalement le résultat de la cogénération avec le gaz et de la diminution des volumes de production dans nos unités marchandes alimentées au charbon de l'Alberta.

Nos données sur les GES pour 2019 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 les communiquons. Toute révision doit être signalée chronologiquement dans les rapports futurs. 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 est constituée d'émissions de dioxyde de carbone émanant de la combustion fixe de charbon et de gaz naturel. Les données sur l'intensité des 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 mis au point par le World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development. Selon cette méthodologie, TransAlta signale les émissions sur la base du contrôle opérationnel. C'est la raison pour laquelle nous signalons la totalité des émissions aux installations que nous exploitons. L'intensité des émissions est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la propriété financière.

Selon le Protocole des GES, les émissions de GES d'une société sont réparties entre trois portées : les émissions de portée 1 sont des émissions directes de sources sous contrôle de la société ou contrôlées par elle. 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 la portée 2) qui sont liées à la chaîne de valeur de la société déclarante, y compris les émissions en aval et en amont. En 2019, les émissions de portée 1 estimatives étaient de 20,4 millions de tonnes d'éq. CO₂ et représentent 99 % des émissions déclarées. 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 (déclaration nationale des émissions de gaz à effet de serre), le Canada (PDGES) et les États-Unis (EPA). Les émissions de portée 2 estimatives étaient de 0,2 million de tonnes d'éq. CO₂. Nous estimons que nos émissions de GES de portée 3 sont de l'ordre de 6 millions de tonnes.

Le tableau suivant présente nos émissions de GES ventilées par unité fonctionnelle et par portée 1 et 2 en millions de tonnes d'éq. CO₂ :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Charbon	18,1	18,3	27,4
Gaz et énergies renouvelables	2,5	2,5	2,5
Total des émissions de GES	20,6	20,8	29,9

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Portée 1	20,4	20,6	29,7
Portée 2	0,2	0,2	0,2
Total des émissions de GES	20,6	20,8	29,9

Toutes nos émissions de GES présentées en 2019 et antérieures sont vérifiées par Ernst & Young à un niveau d'assurance limité. Un énoncé d'assurance se trouve à la fin du présent rapport annuel. En outre, 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. En Alberta, nous vérifions les émissions de GES au moyen du programme TIER et, par conséquent, 51 % de nos émissions totales de portée 1 sont également vérifiées à un niveau d'assurance raisonnable. Nos émissions de GES sont calculées selon des méthodes différentes en fonction des technologies disponibles dans nos installations.

Notre objectif est de réduire de 60 %, soit 19,7 millions de tonnes, les émissions de GES d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015, ce qui est conforme à l'objectif 13 du programme de développement durable des Nations Unies : Action climat. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 11,6 millions de tonnes, ce qui représente une réduction de 36 %. D'ici 2030, nous devrions avoir réduit nos émissions de près de 30 millions de tonnes par rapport aux niveaux de 2005, après ajustement pour toute nouvelle croissance au cours de cette période.

Voici les faits saillants des réductions des émissions de GES depuis 2005 et de nos émissions prévues en 2030 (selon notre objectif en matière de GES). Les émissions de GES réelles de la Société en 2030 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	2030	2019	2005
Total des émissions de GES	12,5	20,6	41,9

En 2019, TransAlta a maintenu sa note dans le cadre du rapport sur les changements climatiques du Carbon Disclosure Project («CDP»). Notre note globale est de B, en avance sur la plupart des sociétés en Amérique du Nord. Le score moyen du CDP pour l'Amérique du Nord était un C.

Capital intellectuel

Chez TransAlta, nous définissons le capital intellectuel comme notre actif fondé sur le savoir. L'évaluation de ces actifs vise deux objectifs. Premièrement, nous cherchons à comprendre nos actifs fondés sur le savoir afin d'améliorer notre gestion et notre rendement de ces actifs. Deuxièmement, nous cherchons à comprendre ces actifs pour communiquer leur valeur réelle. Le texte qui suit présente certains de nos actifs axés sur le savoir qui, à notre avis, nous procurent un avantage concurrentiel et contribuent à la valeur pour les actionnaires.

Reconnaissance de la marque

Notre culture d'entreprise s'appuie sur une stratégie d'entreprise durable, à long terme et axée sur des objectifs précis, soit la croissance d'une production d'énergie abordable et propre. TransAlta exploite des actifs de production d'électricité depuis plus de 100 ans, ce qui reflète cette approche d'affaires à long terme et durable. Un engagement à long terme envers l'entreprise et les partenariats se prête bien à l'estime et à la reconnaissance de la marque, à laquelle nous accordons beaucoup de valeur et que nous ne tenons pas pour acquises. 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 positivement la reconnaissance de notre marque.

Nous sommes un leader en matière de développement durable – nous avons publié notre premier rapport de développement durable en 1994. Nous sommes la première entreprise en Alberta à joindre notre rapport sur le développement durable à notre rapport financier et nous avons été reconnus par EXCEL Partnership comme étant exemplaires en matière de rapport sur le développement durable. Être membre de groupes de travail tels que EXCEL Partnership, l'initiative de leadership en matière de développement durable du secteur énergétique, le comité directeur de l'Association canadienne de l'électricité et Future-Fit nous permet de valider et de soutenir notre stratégie de développement durable. Nous sommes répertoriés sur les sites Web de bon nombre de ces organisations, ce qui permet de mieux faire connaître nos pratiques en matière de développement durable. En outre, au début de 2020, TransAlta était l'une des 325 sociétés mondiales à être ajoutée à l'indice d'égalité des sexes de Bloomberg. Nous pensons qu'en continuant à investir dans nos initiatives de développement durable et à les consolider, l'association de la marque TransAlta au développement durable ne cessera de croître.

Connaissance diversifiée

L'expérience et la perspicacité de nos employés rehaussent encore notre création de valeur au titre du capital intellectuel. Notre entreprise compte plus de 100 ans d'existence et un grand nombre d'employés sont avec nous depuis plus de 30 ans.

Notre expérience dans le développement et l'exploitation de technologies de production d'électricité est mise en évidence ci-dessous. La transition de nos centrales alimentées au charbon à des centrales alimentées au gaz naturel s'inscrit naturellement dans le cadre de notre expérience d'exploitation. Par rapport au charbon, les activités gazières ont des coûts d'exploitation moins élevés, une fiabilité et une souplesse d'exploitation accrues, nécessitent moins de main-d'œuvre et réduisent les émissions de GES et d'air. Nos activités de négociation et de commercialisation complètent notre connaissance des actifs de production d'énergie en exploitation.

Sources de production d'électricité	Expérience en exploitation (années)
Hydroélectricité	108
Gaz naturel	69
Charbon	69
Énergie éolienne	17
Énergie solaire	4

Innovation : développement des idées et gestion de projets

Alors que l'innovation continue de perturber et de faire progresser le marché mondial, nous pensons que nos entreprises, nos employés, nos systèmes et nos processus doivent rester concurrentiels, souples et adaptables. Le projet Greenlight a été un facteur clé pour garantir que la Société continue à apporter des améliorations d'une année à l'autre dans ces domaines. Le programme est axé sur l'innovation issue de la base, ce qui signifie que les idées proviennent des employés. L'accent mis sur l'innovation issue de la base dans l'ensemble de la Société a donné lieu à une forte culture de conception d'idées, où les idées des employés sont élaborées et transformées en analyses de rentabilité, en adhérant aux meilleures pratiques de gestion de projet afin de garantir la réalisation et la réussite de ces initiatives.

Pour plus de détails sur notre investissement dans notre personnel, veuillez consulter la rubrique «Développement du talent et perfectionnement des employés» dans la sous-rubrique «Capital humain» du présent rapport de gestion.

Innovation : 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 effectué notre premier investissement dans la technologie solaire avec l'achat d'une installation solaire de 21 MW au Massachusetts.

Dans notre quête d'être le leader de l'énergie propre au Canada d'ici 2025, nous continuerons de chercher des solutions pour innover et créer de la valeur pour les investisseurs, la société et l'environnement. Cela se reflète dans les annonces qui ont été faites concernant nos plans de conversion accélérée du charbon au gaz, l'expansion de notre parc éolien de Kent Hills au Nouveau-Brunswick, les projets de parc éolien Big Level et Antrim de respectivement 90 MW et 29 MW récemment terminés aux États-Unis et le projet de parc éolien Windrise de 207 MW en Alberta. Nous avons également

annoncé la construction de notre projet de cogénération SemCAMS. La cogénération est reconnue par les organismes de réglementation pour son efficacité dans la production d'électricité par rapport aux méthodes traditionnelles. Elle réduit le gaz naturel nécessaire à plusieurs processus industriels en utilisant une production de vapeur à haut rendement plutôt que des chaudières. Le système décentralisé assure également l'indépendance par rapport au réseau électrique et évite de devoir construire des lignes de transport supplémentaires.

Le stockage à batterie est une autre technologie dans laquelle nous investissons. TransAlta commencera la construction de la première installation de stockage de batteries lithium-ion à grande échelle en Alberta en mars 2020, appelée WindCharger. Ce projet est unique, car il utilisera le parc éolien Summerview existant de TransAlta pour charger la batterie, ce qui permettra à WindCharger d'être un système de stockage d'énergie à batterie véritablement renouvelable. Le projet utilisera la technologie Tesla et aura une capacité nominale de 10 MW et une capacité totale de stockage de 20 MWh. TransAlta recevra un cofinancement pour ce projet de la part d'Emissions Reduction Alberta. La mise en service commerciale de WindCharger commencera en juin 2020. Le potentiel existe pour l'expansion de cette technologie, et TransAlta étudie en permanence la viabilité du stockage à batteries sur nos différents sites de parcs éoliens.

Nos équipes continuent d'explorer l'utilisation de technologies appliquées ou de nouvelles technologies afin de trouver des solutions pour élargir ou adapter notre portefeuille dans un monde en constante évolution, ce qui nous permet de protéger notre valeur pour les actionnaires et de maintenir la distribution d'une électricité fiable et abordable. Les paragraphes qui suivent présentent des exemples des solutions organisationnelles novatrices que nous avons trouvées afin d'optimiser notre portefeuille et d'en maximiser la valeur.

Centre de diagnostic de l'exploitation

TransAlta opère son centre de diagnostic de l'exploitation («Centre») depuis 2008. Le Centre surveille les centrales alimentées au charbon et au gaz 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 de l'équipement et à la performance. Le personnel du Centre a reçu une formation quant à la mise en œuvre et à l'utilisation du logiciel de surveillance de l'équipement spécialisé et peut tirer parti de son expérience dans l'exploitation d'une centrale. Si un problème d'équipement est détecté, le Centre avise le service de l'exploitation de la centrale afin qu'il mène une enquête et règle 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 être moins performante que les 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 le Centre visent la détection rapide de problèmes d'équipement selon une analyse des tendances à long terme et complètent les activités quotidiennes des centrales.

Données et innovation

TransAlta a créé l'équipe «Données et innovation» en 2019 dans le but de moderniser son infrastructure de données et ses processus afin de tirer parti des nouvelles possibilités dans le domaine de l'analyse et de l'intelligence artificielle. L'équipe «Données et innovation» 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 machine et d'intelligence artificielle et l'avancement de l'automatisation des processus grâce au Centre d'excellence en automatisation des processus robotiques.

Performance en matière de développement durable de 2019

Objectifs en matière de développement durable et résultats

Les objectifs en matière de développement durable sont des objectifs stratégiques qui appuient le succès à long terme de notre entreprise. Les objectifs sont fixés en fonction des objectifs de l'unité fonctionnelle pour gérer les principales préoccupations pour les parties prenantes et ultimement améliorer notre performance environnementale et sociale dans ces domaines.

	Capital humain et intellectuel	Résultats	Commentaires
1. Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux de fréquence des blessures de moins de 0,43	Non atteint	En 2019, notre taux de fréquence des blessures était de 0,58. Nous n'avons pas atteint notre objectif en 2019, mais nous continuons à faire évoluer notre culture et nos pratiques de sécurité. En 2020, nous abandonnerons le taux de fréquence des blessures pour progresser davantage en matière de sécurité. Outre les rapports sur le taux de fréquence totale des blessures, nous mesurons également le taux de fréquence des accidents enregistrables. Ce taux fait le suivi du nombre de blessures plus graves et ne tient pas compte des premiers soins mineurs par rapport aux heures d'exposition travaillées. Le taux de fréquence des accidents enregistrables nous donne la possibilité de cibler et de surveiller nos blessures importantes. C'est également un outil de mesure de la sécurité reconnu par l'industrie qui nous permet de comparer et d'étalonner nos performances en matière de sécurité par rapport à celles de nos pairs.
	Obtenir un taux de fréquence totale des blessures de moins de 1,58	Atteint	En 2019, nous avons obtenu un taux de fréquence totale des blessures de 1,12 comparativement à 1,91 en 2018. Cette diminution est le résultat direct de notre retour à l'essentiel en matière de sécurité. Nous nous sommes plus particulièrement concentrés sur l'identification des dangers (y compris les audits et les inspections), l'entretien et l'amélioration des pratiques de gestion des sous-traitants dans l'ensemble de notre portefeuille.

	Capital naturel	Résultats	Commentaires
2. Réduction au minimum des incidents liés à l'environnement dans l'ensemble des installations	Garder le nombre d'incidents signalés (y compris les déversements et les infractions liées aux émissions atmosphériques) inférieur à cinq	Non atteint	En 2019, nous avons déclaré neuf incidents environnementaux, ce qui est supérieur à notre objectif. Nous continuons à viser des progrès dans ce domaine et avons divisé nos rapports d'incidents environnementaux pour 2020 en deux catégories : les incidents environnementaux importants et les incidents environnementaux de non-conformité, c'est-à-dire les événements touchant la conformité à la réglementation, mais qui n'ont pas de répercussions sur l'environnement. En 2019, seulement trois des neuf incidents environnementaux que nous avons déclarés ont eu des répercussions sur l'environnement. Pour plus d'informations sur ces incidents, se reporter à la sous-rubrique « Incidents environnementaux et déversements » de la rubrique « Capital naturel » du présent rapport de gestion.
3. Accroissement de la superficie des mines remise en état	Remplacer la terre végétale à la mine de Highvale au rythme de 110 acres par année	Atteint	En 2019, dans le cadre de nos activités permanentes de restauration des lieux à notre mine Highvale, nous avons remplacé 114,9 acres de terre végétale.
4. Réduction des émissions atmosphériques	Réduire de 95 %, par rapport aux niveaux de 2005, les émissions de SO ₂ et de 50 % les émissions de NO _x de TransAlta d'ici 2030	En voie de réalisation	Nous sommes en bonne voie pour atteindre notre objectif de réduction de 95 % des émissions de SO ₂ et de NO _x d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NO _x de 61 % et les émissions de SO ₂ de 77 %. En 2019, nous avons réduit d'environ 2 000 tonnes les émissions de NO _x et de 3 500 tonnes les émissions de SO ₂ par rapport aux niveaux de 2018.
5. Réduction des émissions de GES Nos objectifs à l'égard des émissions de GES soutiennent l'objectif 13 du programme de développement durable des Nations Unies : Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques visant à «l'intégration des mesures relatives aux changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification nationales».	Notre objectif est de réduire le total des émissions de GES en 2030 pour le ramener à 60 % en deçà des niveaux de 2015, selon notre engagement à l'égard des objectifs de développement durable des Nations Unies et le seuil de 2 degrés Celsius pour lutter contre le réchauffement climatique (nos objectifs d'émissions de GES et d'énergie propre s'appuient sur des scénarios raisonnables de croissance et d'exploitation).	En voie de réalisation	Nous sommes en bonne voie d'atteindre notre objectif de réduire de 60 % nos émissions de GES d'ici 2030. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de GES de 36 %. En 2019, nous avons réduit les émissions d'environ 0,2 million de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2018.

	Capital relationnel et social	Résultats	Commentaires
6. Soutien à une éducation de qualité offerte aux jeunes Nos objectifs en matière d'éducation soutiennent l'objectif 4 du programme de développement durable des Nations Unies : Éducation de qualité visant à «assurer une éducation de qualité inclusive et équitable» et à «éliminer les inégalités entre les sexes».	Soutenir l'accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones grâce à un soutien financier et à des possibilités d'emploi	Atteint	En 2019, le soutien s'est traduit par l'octroi de bourses aux diplômés du secondaire dans le cadre d'un partenariat avec Indspire, le financement de programmes de rattrapage scolaire par l'intermédiaire du Southern Alberta Institute of Technology, le soutien d'un programme de leadership autochtone et le maintien de la communication sur les possibilités d'emploi par divers moyens afin de soutenir les différentes options d'accès pour les communautés autochtones.

	Général	Résultats	Commentaires
7. TransAlta sera un leader en production d'énergie propre d'ici 2025	Convertir au moins deux unités alimentées au charbon à la centrale Sundance, en Alberta, et trois unités alimentées au charbon à la centrale de Keephills, en Alberta, en unités alimentées au gaz à partir de 2020 jusqu'à 2023	En voie de réalisation	Les progrès réalisés en 2019 comprennent : l'achèvement de la construction de notre gazoduc Pioneer et le premier transport de gaz à Sundance et Keephills; l'accord pour l'achat de deux turbines à gaz Siemens de 230 MW pour rééquiper Sundance 5; et l'annonce de notre plan d'investissement dans l'énergie propre, qui comprend des investissements en capital dans le cadre de nos conversions du charbon au gaz.
Nos objectifs en matière d'énergie propre cadrent avec l'objectif 7 du programme de développement durable des Nations Unies : Énergie abordable et propre visant à garantir «l'accès de tous à une source d'énergie fiable, durable et moderne, à un coût abordable».	Viser que d'ici 2025, 100 % de notre capacité de production nette proviendra d'énergies propres (énergies renouvelables et installations alimentées au gaz)	En voie de réalisation	En 2019, nous avons poursuivi nos plans de conversion du charbon au gaz et avons annoncé de nouveaux projets de croissance des énergies renouvelables.
	Chercher de nouvelles occasions de faire croître notre portefeuille d'énergies renouvelables constitué d'actifs d'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire totalisant 2 265 MW	En voie de réalisation	En 2019, nous avons annoncé une entente visant l'achat d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien de 136,8 MW de Skookumchuck.

Objectifs de performance en matière de développement durable de 2020

Nos objectifs de performance en matière de développement durable pour 2020 et à plus long terme soutiennent le succès à long terme de notre entreprise. Les objectifs sont fixés en fonction des objectifs de l'unité fonctionnelle pour gérer les principales préoccupations pour les parties prenantes et ultimement améliorer notre performance environnementale et sociale dans ces domaines. Nous continuons d'évoluer et d'adapter nos objectifs pour nous concentrer sur les points importants pour les parties prenantes. Les objectifs sont décrits ci-dessous :

Harmonisation des questions environnementales, sociales et de gouvernance : Environnement		
Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs de développement durable des Nations Unies ou les objectifs «Future-Fit Target» (soit les objectifs des entreprises du futur)
Réduction au minimum des incidents liés à l'environnement dans l'ensemble des installations	Maintenir le nombre annuel d'incidents environnementaux importants inférieur à deux et le nombre d'incidents de non-conformité à la réglementation environnementale inférieur à quatre	Objectif BE08 du Future-Fit Business Benchmark : «Les activités d'exploitation n'empiètent pas sur les écosystèmes ou les collectivités.»
Remise en état des terres utilisées pour l'exploitation minière	D'ici 2040, terminer l'entière remise en état de notre mine de charbon de Centralia dans l'État de Washington	Objectif PP13 du Future-Fit Business Benchmark : «Les écosystèmes sont remis en état.»
Réduction des émissions atmosphériques	D'ici 2030, réduire de 95 % les émissions de SO ₂ et de 50 % les émissions de NO _x en deçà des niveaux de 2005 des centrales au charbon de TransAlta	Objectif 9.4 du programme de développement durable 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 2030, parvenir, à l'échelle de la Société, à une réduction des GES de 60 % par rapport aux niveaux de 2015, conformément à l'engagement pris dans le cadre du programme de développement durable des Nations Unies et à la lutte contre le réchauffement climatique de 2 °C	Objectif 13.2 du programme de développement durable des Nations Unies : «Intégrer les mesures de lutte contre le changement climatique dans les politiques, les stratégies et la planification à l'échelle nationale.»

Harmonisation des questions environnementales, sociales et de gouvernance : Questions sociales		
Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs de développement durable des Nations Unies ou les objectifs «Future-Fit Target» (soit les objectifs des entreprises du futur)
Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux total de fréquence des blessures inférieur à 1,17	Objectif 8.8 du programme de développement durable 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.»
Soutenir les communautés autochtones prospères	Soutenir l'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 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici à 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.»
Harmonisation des questions environnementales, sociales et de gouvernance : Gouvernance		
Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs de développement durable des Nations Unies ou les objectifs «Future-Fit Target» (soit les objectifs des entreprises du futur)
Renforcer l'égalité des sexes	Atteindre un quota de 50 % de représentation féminine au sein du conseil d'ici 2030 Atteindre au moins 40 % de femmes parmi tous les employés de la Société d'ici 2030 Maintenir l'égalité de rémunération des femmes dans des rôles équivalents à ceux des hommes	Objectif 5.5 du programme de développement durable 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.»
Faire preuve de leadership dans la présentation de l'information sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance dans l'information financière	Maintenir notre position de leader en matière de présentation de l'information intégrée des questions environnementales, sociales et de gouvernance grâce à une harmonisation annuelle accrue avec les principaux cadres de présentation de l'information sur le développement durable	Objectif 12.6 du programme de développement durable 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.»

Harmonisation des questions environnementales, sociales et de gouvernance : Questions environnementales et sociales		
Objectif de développement durable de TransAlta	Cible de développement durable de TransAlta	Harmonisation avec les objectifs de développement durable des Nations Unies ou les objectifs «Future-Fit Target» (soit les objectifs des entreprises du futur)
Leader en production d'énergie propre d'ici 2025	D'ici à la fin de 2025, convertir les installations au charbon en installations au gaz grâce à la conversion des chaudières et au recyclage à cycle combiné	Objectif 9.4 du programme de développement durable 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.»
	D'ici à la fin de 2025, il n'y aura plus de production au charbon et 100 % de la capacité de production nette que nous possédons proviendra d'électricité propre (énergies renouvelables et gaz)	Objectif 7.1 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable.»
	Élaborer de nouveaux projets d'énergies renouvelables qui soutiennent les objectifs de développement durable des clients afin de rendre le prix de l'énergie abordable à long terme et de réduire les émissions de carbone	Objectif 7.2 du programme de développement durable des Nations Unies : «D'ici 2030, augmenter substantiellement la part des énergies renouvelables dans la combinaison énergétique mondiale.»

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, mais sans s'y limiter, les modifications de 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 présidente et chef de la direction, sont indépendants.
- 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.
- Notre direction et le conseil favorisent un dialogue ouvert avec les actionnaires et les parties intéressées 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 lui permettre d'établir et de gérer les aspects financier, environnemental et social de nos pratiques en matière de gouvernance, le conseil a créé le comité d'audit, des finances et des risques («CAFR»), le comité de la gouvernance, de la

sécurité et du développement durable («CGSDD»), le comité des ressources humaines («CRH») et le comité sur le rendement des placements («CRP»).

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 d'environnement, de santé et de sécurité et des changements apportés à la politique publique de même qu'à l'établissement et au respect de pratiques, de procédures et de politiques en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Le CGSDD reçoit aussi un rapport annuel sur le processus d'attestation annuel des codes de conduite.

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, de 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) recevoir des rapports de la direction sur le programme de déclaration des quasi-incidents et 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 problèmes en matière d'environnement, de santé et de sécurité et les nouvelles initiatives mises en place pour améliorer davantage la culture de la Société en matière d'environnement, de santé et de sécurité.

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 de la Société, y compris l'examen et l'adoption de régimes de rémunération incitative fondés sur des titres de capitaux propres, l'adoption de politiques en matière 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 **CRP** est habilité par le conseil à superviser les conclusions de la direction en matière de placements et l'exécution des grands projets de dépenses d'investissement approuvés par le conseil qui favorisent les plans stratégiques de la Société. Le CRP mène plusieurs actions, notamment i) l'examen et la prise en compte des risques substantiels, des rendements, du financement et d'autres éléments importants relatifs aux grands projets d'investissement de la Société; ii) l'examen et l'évaluation des plans d'atténuation, des résultats attendus et de la mise en œuvre tout au long du cycle de vie du projet en ce qui concerne les risques substantiels; iii) l'examen et l'évaluation des méthodes d'estimation des coûts utilisées tout au long du cycle de vie du projet; iv) l'examen et l'évaluation des rapports d'avancement des travaux, y compris les mises à jour régulières du calendrier du projet, des risques et des coûts aux étapes importantes de l'avancement des projets jusqu'à leur exécution; v) l'examen des regards rétrospectifs sur le projet; et vi) l'examen et la formulation des recommandations au conseil concernant les dépenses d'investissement associées à ces projets d'investissement.

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 sur 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, Opérations et commercialisation.

Le **comité des placements** est présidé par notre chef de la direction des finances et se compose de la chef de la direction, du chef de la direction des finances, du chef de l'exploitation et du chef du développement commercial. 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 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 chef de la direction des finances et se compose du chef de la direction des finances, de la chef des services juridiques et des affaires externes et réglementaires, du premier vice-président, Opérations et commercialisation et de la directrice générale des services financiers partagés. 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 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 dans le but de fournir des conseils et des recommandations à la direction et à l'équipe opérationnelle de TransAlta sur des questions liées à l'exploitation, et de maximiser la valeur des actifs que TransAlta détient en Alberta. Il atteint ses objectifs en procédant à un examen approfondi 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 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.

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

Politiques

Nous appliquons, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales ainsi que l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies. Tous les employés et les administrateurs sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la Société.

Présentation de l'information

Nous faisons régulièrement rapport sur notre exposition au risque résiduel aux principaux décideurs, y compris le conseil, le CAFR, la haute direction ou le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, le cas échéant. Les rapports à ce dernier comité comprennent une analyse des nouveaux risques, le suivi des limites du risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et l'examen de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque. Ces rapports mensuels garantissent que la gestion et le contrôle du risque sont efficaces et effectués en temps opportun.

Système de dénonciation

Nous avons mis en place un processus par lequel les employés, les sous-traitants, 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 nos codes 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 aux contrôles internes 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 2019 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2018). 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. Pour plus de renseignements sur ces facteurs et d'autres facteurs de risque touchant la Société, les lecteurs sont invités à lire 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 2019. 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 hydrauliques 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/ (diminution) (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Disponibilité et production	1	8 millions de dollars

Risque lié à l'équipement 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, et d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié au volume. 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 de mise en production 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 de l'équipement requis pour produire l'électricité.

Nous gérons le risque lié à notre équipement 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 d'équipements 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 de l'équipement
- 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 d'équipement 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 2019, environ 90 % de notre production (85 % en 2018) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. En cas d'interruption planifiée ou non planifiée de la production 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 2019, 66 % (67 % en 2018) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 76 % (85 % en 2018) 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 nos centrales alimentées au charbon, les coûts des intrants comme le diesel et les pneus, le prix et la disponibilité du matériel d'exploitation des mines, le volume de morts-terrains enlevés pour accéder aux réserves de charbon, les tarifs ferroviaires et l'emplacement des activités d'extraction minière par rapport aux centrales sont quelques-uns des risques associés à nos activités. De plus, la capacité des mines de livrer du charbon aux centrales peut être touchée par les conditions météorologiques et les relations de travail. Dans le secteur Charbon aux États-Unis, 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 nous assurant que la majorité du charbon utilisé pour produire de l'électricité en Alberta provient de réserves autorisées grâce aux droits relatifs aux mines de charbon que nous avons acquis ou de contrats d'approvisionnement à long terme que nous avons conclus, de façon à limiter notre risque lié aux fluctuations de l'approvisionnement en charbon par des tiers
- En ayant recours à des projets d'exploitation minière à long terme afin de nous assurer que nos mines de charbon nous procurent un approvisionnement optimal

- En concluant des contrats de diverses durées avec différents fournisseurs pour la majorité du charbon utilisé dans le secteur Charbon aux États-Unis afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel
- En concluant suffisamment de contrats de transport par train du charbon aux fins d'approvisionnement dans le secteur Charbon aux États-Unis
- En nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans le secteur Charbon au Canada et dans le secteur Charbon aux États-Unis 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 assurant la cogénération du gaz naturel avec le charbon
- En surveillant la viabilité financière de nos fournisseurs de charbon aux États-Unis
- En couvrant le risque lié au prix du diesel au moyen des 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 installations thermiques en Alberta, il est essentiel de disposer de services de transport de gaz naturel suffisants pour que nous puissions mélanger le gaz naturel au charbon et pour la conversion finale de ces unités au gaz naturel. L'utilisation du gaz naturel dans nos centrales alimentées au charbon, et leur conversion finale au gaz naturel, nous permet de réduire les émissions globales et les coûts du carbone, de diminuer le risque lié aux problèmes d'opacité du charbon et d'améliorer nos coûts d'exploitation et nos dépenses d'investissement de maintien. La garantie d'un service de transport par gazoduc et d'un approvisionnement en gaz naturel adéquats pour nos unités thermiques en Alberta 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 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
- En intégrant la possibilité de continuer à utiliser le charbon dans certaines des unités lors du passage du charbon au gaz naturel à 100 %

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 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, car elles pourraient donner lieu à une réduction du cycle de vie des installations de production, à des coûts additionnels liés à la production d'électricité, notamment les plafonds ou taxes d'émission, à des dépenses d'investissement supplémentaires en technologie de captage des émissions ou à 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 implantant un système de gestion de la santé et de la sécurité de l'environnement fondé sur la norme ISO et la norme OHSAS et conçu pour améliorer continuellement notre performance
- En déployant d'importantes ressources d'expérience pour collaborer avec les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis afin de veiller à ce que toute modification de 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 aux fins de réduction des émissions
- En investissant dans des projets d'énergies renouvelables, notamment la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique
- 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 efforçons de nous conformer à tous les règlements environnementaux touchant nos activités et nos 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 chaque trimestre 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 rendement à notre égard 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.

Notre profil et nos pratiques de gestion du risque n'ont pas changé de manière significative depuis le 31 décembre 2018. En 2019, 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 2019 :

	Notation de première qualité (%)	Notation de qualité inférieure (%)	Total (%)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	85	15	100	462
Créances au titre de contrats de location-financement	100	—	100	176
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	806
Prêt à recevoir ²	—	100	100	47
Total				1 491

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) Les contreparties n'ont aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un client donné au titre des opérations sur des produits de base, y compris la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, s'établit à 5 millions de dollars (13 millions de dollars en 2018).

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 ou sur 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 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 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 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 \$	24 millions de dollars

Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour nos activités de négociation et de couverture, nos projets en immobilisations, le refinancement de la dette, le règlement des passifs, la structure du capital 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. 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.

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 2019, nos liquidités, qui s'élevaient à 1,7 milliard de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse qui pourront être prélevés et affectés aux projets en 2020.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

- 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 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

Risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt et les produits fondés sur la capacité que nous recevons de nos centrales de l'Alberta assujetties à des CAÉ. 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.

Au 31 décembre 2019, environ 11 % (14 % en 2018) 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 variables 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/ (diminution) (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'intérêt	20	1 million de dollars avant impôts

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 l'élaboration 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 d'équipement
- En garantissant que les contrats de construction et d'équipement majeur 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 d'équipement important afin de fixer les principales modalités telles que le prix, la disponibilité de l'équipement 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 au titre du 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 au rendement 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 2019, 46 % (50 % en 2018) de notre main-d'œuvre était visée par 10 conventions collectives (10 en 2018). En 2019, quatre conventions collectives (quatre en 2018) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier avec succès six conventions collectives en 2020.

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. 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 la mise en place de marchés de capacité pour l'électricité en Ontario, la réduction du prix possible sur le marché en Alberta, les incertitudes associées à l'élaboration de politiques de tarification du carbone et la qualification de nos centrales alimentées aux énergies renouvelables en Alberta pour la production de quotas de GES échangeables dans le cadre de la transition du règlement *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* au règlement *Technology Innovation and Emissions Reductions*.

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 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 négociations 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 des lignes existantes et nouvelles 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 intéressées
- 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 intéressées, 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 de la 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 ressources. 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 otages des marchandises, 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 en place 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 ayons mis en place des systèmes, des politiques, du matériel, des pratiques et des 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.

Impôts

Nos activités sont complexes, et nos établissements sont situés dans plusieurs pays. Le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. La direction est d'avis que sa provision pour impôts sur le résultat est appropriée et conforme 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/ (diminution) (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'imposition	1	2 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, notamment leur nature, 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 plus de précisions.

Autres éventualités

La Société souscrit des garanties d'assurance que la direction juge appropriées. Aucun changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre 2019. 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. À l'heure actuelle, les cyberrisques ne sont pas couverts.

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»). Le CIIF et les CPCI au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 n'ont fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre CIIF et nos 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. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation 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. 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 2019, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.