

Énergiser l'économie et les collectivités

Message aux actionnaires	1
Message du président du conseil	7
Rapport de gestion	M1
États financiers consolidés	F1
Notes des états financiers consolidés	F12
Résumé des données financières et statistiques sur onze ans	236
Tableau récapitulatif des centrales	238
Indicateurs de performance du développement durable	239
Déclaration d'assurance indépendante relative au développement durable	244
Information pour les actionnaires	246
Faits saillants pour les actionnaires	250
Renseignements sur la Société	251
Glossaire des termes clés	252

Message aux actionnaires

Au moment où j'écris ces lignes, nous sommes à mi-chemin de notre plan de transformation pour devenir un chef de file dans la production d'énergie propre. Au cours des 65 dernières années, TransAlta s'est surtout concentrée sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation de centrales alimentées au charbon, stimulant ainsi la croissance des collectivités où nous sommes présents. Il y a près de 20 ans, le marché de l'électricité de l'Alberta a été déréglementé et des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme ont été établis. Aujourd'hui, trois années se sont écoulées depuis le début de notre transformation, qui comprend la conversion de nos centrales alimentées au charbon en Alberta en centrales alimentées au gaz dans un environnement concurrentiel caractérisé par l'expiration des CAÉ, le coût du carbone devenu réalité et la mise en œuvre en Alberta du marché de capacité attendu. La conversion au gaz de nos centrales alimentées au charbon sera achevée d'ici trois à quatre ans, et nous serons alors une entreprise en grande partie transformée. Notre stratégie se fonde à la fois sur la nécessité de réagir à ces changements externes et sur notre volonté de créer une importante valeur à long terme pour nos actionnaires.

Notre stratégie est simple : i) nous convertir au gaz; ii) réaliser la pleine valeur de nos actifs hydroélectriques; et iii) générer la croissance de TransAlta Renewables. Les étapes menant à la réalisation de cette stratégie sont connues, mises en place et font l'objet d'un suivi.

1. Notre première priorité consiste à modifier notre portefeuille de centrales en Alberta pour pouvoir soutenir la concurrence sur le marché de capacité, principalement en convertissant les centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz à partir de 2020 jusqu'en 2023. Une fois les travaux terminés, la Société tirera d'importants flux de trésorerie de ses centrales thermiques en Alberta pendant de nombreuses années.
2. Notre deuxième priorité est de maintenir nos actifs hydroélectriques en Alberta à l'approche de l'expiration de leurs CAÉ. Lorsque les contrats arriveront à échéance à la fin de 2020, nous devrions bénéficier pleinement des caractéristiques inhérentes à ces actifs, y compris la capacité, l'énergie et les services accessoires.
3. Notre troisième priorité est de soutenir la croissance de TransAlta Renewables. Nous recevons un dividende fiable de notre investissement dans TransAlta Renewables qui, en plus, prolonge la durée moyenne de nos contrats et réduit le risque commercial et le coût du capital pour TransAlta Corporation.

Pour vous permettre de bien comprendre nos priorités stratégiques, permettez-moi maintenant de vous parler de notre rendement en 2018 et de ce qui nous attend en 2019 et par la suite.

Faits saillants du rendement en 2018

En 2018, nous avons réalisé des rendements parmi les meilleurs en matière de sécurité, de disponibilité et de flux de trésorerie disponibles :

- Nous avons dégagé des flux de trésorerie disponibles de 367 millions de dollars, soit 56 millions de dollars de plus qu'en 2017, après rajustement pour tenir compte du paiement non récurrent lié à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018 et du paiement reçu de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario en 2017 (après la participation de notre partenaire).
- Le nombre total de blessures a diminué de 44 % par rapport à 2017. Bien que ce résultat soit excellent, nous cherchons toujours à l'améliorer.
- Nous avons accru nos activités de cogénération dans le secteur Charbon au Canada, ce qui nous a permis d'économiser environ 12 millions de dollars en coûts liés aux gaz à effet de serre.
- La disponibilité a été forte et nous avons atteint notre meilleure disponibilité à la centrale de Sundance depuis 1990 et à la centrale de Keephills depuis 2011.
- Nous avons augmenté nos flux de trésorerie de nos actifs en Australie, qui sont passés de 127 millions de dollars à 136 millions de dollars.
- Le secteur hydroélectrique a accru ses flux de trésorerie de 35 millions de dollars, malgré une baisse de la production, en raison de la hausse des prix de l'énergie et de la demande accrue pour des services accessoires.
- Nous avons continué de rembourser notre dette en 2018, ce qui s'est traduit par une réduction de la dette nette avec recours d'environ 515 millions de dollars. Nous prévoyons de poursuivre notre stratégie de désendettement au cours des trois prochains exercices dans le cadre de notre plan équilibré de répartition du capital.

Nos succès en 2018 ont été remportés durement compte tenu des difficultés rencontrées :

- La perte nette réalisée en 2018 est attribuable, en partie, à l'accélération de l'amortissement des actifs miniers et houillers découlant de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta.
- Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté sous l'effet de la hausse réglementée du prix du carbone et compte tenu du fait que les coûts du carbone ne sont plus facturés à l'acheteur dans le cadre des CAÉ.
- Nous avons mis hors service les unités 1 et 2 et mis à l'arrêt les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, ce qui a entraîné dans le secteur Charbon au Canada une baisse de la production de plus de 8 000 gigawattheures par rapport à 2017.

- Nous avons réalisé des coûts du charbon plus élevés en dollars par MWh en raison de la baisse du tonnage de charbon et de la répartition des coûts fixes dans le contexte d'une baisse de la production – nous sommes déterminés à fournir le combustible au coût le plus bas pendant toute la durée de vie résiduelle des centrales.

Le rendement de TransAlta en 2018 est particulièrement digne de mention compte tenu du travail entrepris pour modifier notre structure de coûts et nos modèles d'exploitation afin de nous adapter aux nouvelles réalités du marché et de la réglementation. Ce résultat est en grande partie attribuable à notre initiative à l'échelle de l'entreprise, connue sous le nom de projet Greenlight, qui a entraîné des changements significatifs au sein de l'entreprise, dont l'adoption de mesures de réduction des coûts, la mise en œuvre d'améliorations opérationnelles et le renforcement de l'engagement des employés. Voici quelques exemples de cette transformation : réduction de l'effectif de plus de 15 % en 2018, cogénération avec le gaz aux centrales de Sundance et de Keephills et une meilleure utilisation de l'équipement à nos mines. Nous nous efforçons également d'améliorer l'efficacité organisationnelle, ce qui comprend faire preuve de rigueur sur le plan opérationnel, encourager l'innovation ascendante et favoriser la transparence du rendement. Pour une entreprise de plus de 100 ans, ces changements ne sont pas faciles à réaliser, mais le succès de ce programme à ce jour est une indication de la détermination de l'entreprise à créer de la valeur pour les prochaines décennies.

Poursuivre la croissance

Je classerais nos plans de croissance en deux grandes catégories : la croissance de TransAlta Renewables et la croissance que générera la conversion du charbon au gaz au sein de TransAlta.

Soutenir la croissance de TransAlta Renewables

En 2018, nous avons conclu des ententes prévoyant la mise en valeur et la construction de deux nouveaux parcs éoliens : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie, aux États-Unis, assorti d'un contrat d'achat de 15 ans avec Microsoft; et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire, aux États-Unis, assorti de deux contrats d'achat de 20 ans avec des contreparties de catégorie investisseur. De plus, nous avons conclu une entente de 20 ans avec l'Alberta Electric System Operator («AESO») pour le projet éolien de 207 MW de Windrise en Alberta, au Canada. Nous prévoyons que cette croissance créera un BAIIA additionnel d'environ 40 millions de dollars à 45 millions de dollars dans la société consolidée, et que les contrats auront une durée moyenne de plus de 18 ans.

TransAlta Renewables a acquis la participation économique dans des projets de parc éolien situés en Pennsylvanie et au New Hampshire. TransAlta Renewables est entièrement responsable des coûts en capital associés à leur construction. De plus, le projet de Windrise est un candidat pour un transfert en faveur de TransAlta Renewables. Les projets de croissance qui sont transférés à TransAlta Renewables ne sont pas financés à même le capital de TransAlta. TransAlta Renewables dispose de sa propre ligne de crédit, est en mesure de mobiliser des capitaux d'emprunt ou des capitaux propres pour chaque projet, et dispose également de sa propre source de flux de trésorerie disponibles pour financer ces projets. TransAlta détient une participation de 61 % dans TransAlta Renewables, ce qui a également pour effet de réduire le coût du capital pour TransAlta.

Générer la croissance de TransAlta par la conversion du charbon au gaz

La conversion de nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, y compris le gazoduc, est très axée sur la croissance, car elle donnera lieu à une prolongation cumulative de la durée de vie de notre portefeuille de centrales d'environ 75 ans, en supposant la conversion de toutes les unités. Ces conversions fourniront une énergie concurrentielle, fiable et à faible coût au marché albertain et devraient nous positionner favorablement sur le marché de capacité attendu en Alberta. En 2018, nous avons exercé notre option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, ce qui nous permettra d'accroître la quantité de gaz naturel que nous cogénérons aux centrales de Sundance et de Keephills, et facilitera également l'accélération de la conversion du charbon au gaz. Les capitaux que nous avons engagés dans le gazoduc Pioneer constituent une étape importante, puisque c'est notre premier investissement en capital officiel dans le cadre de notre stratégie de conversion du charbon au gaz. Le rendement prévu de la conversion du charbon au gaz dépasse de loin notre coût du capital et en fait un grand gagnant pour la création de valeur. Au début de 2019, nous avons reçu les approbations réglementaires requises pour la conversion de nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

2019 et par la suite

Pour l'avenir, nous prévoyons que les flux de trésorerie provenant des actifs hydroélectriques de l'Alberta augmenteront naturellement à l'expiration de leurs CAÉ. Cela s'explique par le fait que nous profiterons pleinement de la valeur liée à la capacité, à l'énergie et aux services accessoires associés à ces actifs à long terme. Nos actifs hydroélectriques en Alberta sont essentiels pour le marché albertain, car ils offrent des avantages importants en raison de leur capacité unique de fournir des réserves et de réagir rapidement aux changements de la demande d'électricité. Notre engagement à réinvestir dans ces actifs hydroélectriques est inébranlable puisqu'ils procurent aux actionnaires une participation dans un ensemble d'actifs qui sont rares (en Alberta) et assurent la pérennité du service.

Quel que soit le contexte politique qui pourrait se dessiner en Alberta, nous sommes en mesure de réagir efficacement. Les deux types de politiques qui méritent une attention particulière sont : i) les politiques relatives à la conception des marchés et ii) les politiques relatives aux émissions de gaz à effet de serre. L'AESO a annoncé son intention d'instaurer en Alberta un marché de capacité dès 2021. Nous soutenons la mise en œuvre du marché de capacité puisqu'il pourrait remplacer efficacement l'engagement actuel en matière de capacité aux termes des CAÉ prévus par la loi. Un marché de capacité est un moyen efficace de s'assurer que la capacité est disponible en Alberta lorsque les consommateurs ont besoin d'électricité, quelles que soient les conditions météorologiques. Nous savons également qu'une capacité encore plus stable est nécessaire avec le développement accru des énergies renouvelables, compte tenu de la nature intermittente de la production à partir de ce type d'énergie. Nous prévoyons également, à mesure que les coûts de production à partir d'énergies renouvelables diminueront et que les énergies renouvelables seront de plus en plus attrayantes pour les consommateurs, qu'il pourrait y avoir une pénurie de capacité si le prix n'est pas transparent et qu'il n'y a pas un effort concerté pour exiger suffisamment de nouvelle capacité. Nous constatons également au sein de la population une demande pressante de réduire les émissions de gaz à effet de serre découlant de la production d'électricité. Nous nous attendons à ce que les grands émetteurs soient toujours obligés de payer pour leurs émissions

Ce rapport annuel est le septième à faire le point sur les objectifs que nous nous sommes fixés en matière de développement durable. J'ai moi-même participé à l'élaboration de nos objectifs de développement durable en 1989 et acheté nos premiers crédits compensatoires de carbone en 1991. TransAlta a toujours été un précurseur sur le marché pour ce qui est de déterminer comment le développement durable, tant sur le plan environnemental qu'économique, établit le contexte de notre façon de travailler. D'ici 2030, nous aurons réduit nos émissions de gaz à effet de serre de 60 %, de SO₂, de 95 % et de NO_x, de 50 %, par rapport aux niveaux de 2015. Nos objectifs en matière de développement durable touchent maintenant tous les aspects de notre stratégie, qu'il s'agisse de la conversion du charbon au gaz, du maintien continu de nos actifs hydroélectriques en Alberta ou de la croissance de TransAlta Renewables.

Être propriétaire de TransAlta

L'un des jours les plus sombres de ma vie en tant que PDG a été le 18 janvier 2016. Ce jour-là, l'action se négociait à 3,76 \$, résultat d'un certain nombre de facteurs, notamment l'intention déclarée du gouvernement de l'Alberta de mettre fin aux émissions des centrales alimentées au charbon d'ici 2030, une réalité à laquelle TransAlta a réagi de manière rapide et résolue. Nous avons entamé et engagé des négociations avec le gouvernement de l'Alberta, qui ont finalement abouti au recouvrement d'environ 37 millions de dollars en paiements annuels en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Nous avons également réduit notre dette avec recours, la faisant passer de 3,4 milliards de dollars en 2015 à 1,6 milliard de dollars. Notre capacité à relever ce défi se reflète dans le rendement de nos actions depuis le 2 janvier 2016, comparativement à celui de

nos pairs à la Bourse de Toronto et à celui de l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX. Depuis ce jour, notre rendement a été annualisé à environ 35 %, y compris le dividende. Ce rendement a été atteint même si nous n'en sommes qu'à mi-parcours de notre plan de transformation.

Cela ne veut pas dire que vous devrez attendre 2022 pour réaliser de la valeur. Nous savons que les actionnaires s'attendent à plus et plus tôt. Comme il est décrit ci-dessus, la Société demeure concentrée sur i) les conversions au gaz (y compris la capacité de livrer concurrence sur le marché de capacité); ii) la poursuite d'une croissance graduelle à TransAlta Renewables; et iii) le positionnement concurrentiel des actifs hydroélectriques en Alberta. Dans leur ensemble, ces priorités devraient générer suffisamment de flux de trésorerie disponibles pour nous permettre d'affecter des capitaux à de nouveaux projets de croissance, de verser des dividendes aux actionnaires, d'effectuer des rachats d'actions ou de financer une réduction additionnelle de la dette. En demeurant fermement déterminés à réaliser cette stratégie, nous avons confiance de pouvoir créer de la valeur durable pour nos actionnaires.

Comme toujours, nous apprécions vos commentaires en cette période de transition. Je vous laisse sur une dernière réflexion. Pendant que nous nous dirigeons vers l'après-2020, nous sommes concentrés sur la mise en œuvre de notre stratégie de répartition du capital, qui vise à équilibrer la demande associée au réinvestissement, à la croissance et au remboursement de la dette et, surtout, à procurer aux actionnaires un rendement sur leur capital.



Dawn L. Farrell

Présidente et chef de la direction

Le 26 février 2019

Message du président du conseil

Chers actionnaires,

En 2018, TransAlta a affiché un excellent rendement, tant sur le plan financier qu'opérationnel. Cette amélioration du rendement n'est qu'un simple indicateur de nos progrès. Les indicateurs qui révèlent le mieux que TransAlta est sur la bonne voie sont la lucidité et la confiance que nous avons gagnées face à notre avenir et à la production d'énergie propre, ainsi qu'à notre capacité de dégager et de créer de la valeur à partir de notre portefeuille d'actifs diversifié.

Résilience, force et efforts soutenus

TransAlta a fait beaucoup de chemin depuis la période d'incertitude réglementaire et de complexité de son bilan qu'elle a connue il y a à peine quatre ans. L'ampleur de notre transformation témoigne de la résilience de notre entreprise, de la force de notre équipe et des efforts soutenus que nous mettons pour atteindre nos objectifs. Bien que ces réalisations soient importantes, notre travail, en tant que conseil d'administration, est de continuer à regarder vers l'avenir et de veiller à ce que les mesures que nous prenons aujourd'hui nous propulsent vers la réussite.

En 2018, TransAlta est demeurée concentrée sur cet avenir en accélérant le remboursement de la dette et la transition du charbon au gaz, tout en faisant des investissements stratégiques pour stimuler la croissance graduelle et les flux de trésorerie futurs. Avec l'un des bilans les plus solides du secteur, TransAlta a investi dans son avenir en matière d'énergie propre en faisant l'acquisition de parcs éoliens, dont les sources de produits à long terme font l'objet de contrats, et en faisant un investissement crucial dans le gazoduc requis pour la conversion au gaz de nos centrales alimentées au charbon. Nous avons également racheté des actions dans le cadre de notre programme de rachat d'actions, ce que nous continuerons de faire lorsque l'occasion se présentera. Ces mesures, conjuguées à la poursuite des travaux sur la nouvelle conception des marchés et à la confiance dans la valeur à long terme des actifs hydroélectriques et éoliens existants, constituent une base solide pour la création de valeur pour les actionnaires.

De plus, pour nous assurer d'avoir les talents et l'expertise nécessaires en prévision de l'avenir, nous avons élargi notre équipe de direction en 2018 avec l'ajout de Christophe Dehout à titre de chef de la direction des finances, de Kerry O'Reilly à titre de chef des services juridiques et de Jane Fedoretz à titre de chef de la direction du talent et de la transformation. Par leur enthousiasme, leur expérience et leur intelligence, les trois dirigeants contribueront à faire évoluer la Société vers une culture axée sur le client plus allégée, plus efficace et plus rentable.

Nous continuons d'apporter de nouvelles perspectives et une vaste expérience à notre conseil d'administration, qui offre une diversité d'expériences, de mandats et de perspectives. Au cours des dix-huit derniers mois, nous avons réussi à attirer deux administrateurs très talentueux, soit l'honorable Rona H. Ambrose et M. Bryan D. Pinney. Nos administrateurs, dont la durée moyenne du mandat est de six ans, apportent leur expertise dans tous les aspects des activités de TransAlta, et leurs idées et leur jugement ont guidé l'élaboration et l'avancement de notre stratégie à long terme.

Nous avons également planifié les départs à la retraite de façon stratégique afin d'assurer la continuité et la stabilité au sein du conseil. Notre administrateur de longue date Timothy Faithfull prendra sa retraite après notre assemblée annuelle des actionnaires de 2019. Au nom du conseil, j'aimerais remercier M. Faithfull pour la richesse des connaissances et de l'expertise qu'il a apportées au conseil pendant son mandat. Pour ma part, je prévois de prendre ma retraite à titre d'administrateur et de président du conseil l'an prochain. Le conseil devra donc trouver un nouveau président au cours de l'exercice 2019.

Lorsque mon mandat à la présidence prendra fin, la priorité du Conseil sera de superviser les dernières étapes du plan de transformation de TransAlta. Comme la tortue à laquelle j'ai fait référence l'an dernier, nous poursuivons les objectifs que nous nous sommes fixés et nous approchons de la ligne d'arrivée. Grâce à son équipe d'experts et à son portefeuille d'actifs diversifié, TransAlta est en excellente position pour répondre à la demande future en énergie propre et créer de la valeur à long terme pour ses actionnaires.



Gordon D. Giffin, ambassadeur

Président du conseil d'administration

Le 26 février 2019

Rapport de gestion

Table des matières

Énoncés prospectifs	M2	Modifications comptables	M54
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	M5	Forces concurrentielles	M57
Modèle d'affaires	M5	Capital de TransAlta	M60
Faits saillants	M7	Performance en matière de développement durable de 2018	M91
Analyse des résultats financiers consolidés	M10	Objectifs de performance en matière de développement durable de 2019	M94
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	M28	Gouvernance et gestion du risque	M95
Situation financière	M33	Quatrième trimestre	M108
Flux de trésorerie	M35	Analyse des résultats financiers consolidés	M111
Instruments financiers	M36	Principales informations trimestrielles	M114
Perspectives financières pour 2019	M38	Contrôles et procédures de communication de l'information	M115
Autre analyse consolidée	M43		
Méthodes et estimations comptables critiques	M46		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2018 et notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Nos 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 2018. Tous les montants présentés dans le rapport de gestion qui suit, y compris 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. Le présent rapport de gestion est daté du 26 février 2019. 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 : nos stratégies de transformation, de croissance, de répartition du capital et de réduction de la dette; les possibilités de croissance de 2018 à 2031 et au-delà; notre potentiel de croissance dans le secteur des énergies renouvelables et nos acquisitions de nouveaux projets d'aménagement; le montant des capitaux affectés à de nouveaux projets de croissance ou de mise en valeur; notre rendement financier futur attendu et nos résultats anticipés, y compris nos perspectives et nos objectifs de rendement; la réussite prévue de la mise en œuvre de nos projets de croissance; 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, et le calendrier et les coûts des travaux; la forme et les modalités de toute entente définitive avec Tidewater, comme il est défini ci-après, concernant la construction d'un gazoduc; les modalités de toute offre publique de rachat dans le cours normal des activités en cours ou proposée, 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; 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, y compris le virage prévu du gouvernement de l'Alberta vers un marché de capacité et l'incidence prévue sur nous et le calendrier de mise en œuvre de tels régimes et d'une telle réglementation, 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; 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; 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; les hypothèses liées aux prévisions pour 2019 comprennent : le prix au comptant de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 60 \$ le mégawattheure («MWh»); le prix contractuel de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 55 \$ le MWh; le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situe entre 20 \$ US et 25 \$ US le MWh; le prix contractuel de l'électricité dans la région du Mid-Columbia varie entre 47 \$ US et 53 \$ US le MWh; les dépenses d'investissement de maintien varient entre 160 millions de dollars et 190 millions de dollars; les dépenses d'investissement liées à la productivité se situent entre 10 millions de dollars et 15 millions de dollars; le facteur de capacité de la centrale Sundance est de 30 % et la production d'énergie hydroélectrique et éolienne est à peu près conforme aux moyennes à long terme; notre pourcentage de participation dans 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; les hypothèses relatives à la capacité des unités converties à être concurrentielles sur le marché de capacité 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 accessoires de nos actifs hydroélectriques en Alberta par suite de l'échéance du contrat d'achat d'électricité applicable.

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 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 et les interruptions des sources de combustible, d'eau ou de vent 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 pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun; 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 Inc.; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; les baisses des notes de crédit; notre provision pour impôts sur le bénéfice; 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; 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 2018.

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 présentés dans le présent document 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.

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 2018, 2017 et 2016. 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. 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, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tous définis ci-dessous 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», «Principaux ratios financiers» et «Capital de TransAlta» 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.

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 8 273 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 le domaine de l'énergie propre en utilisant 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 responsabilité, l'intégrité, la sécurité, le respect des gens, l'innovation et la loyauté qui créent une culture d'entreprise solide et permettent à nos gens de travailler tous ensemble à la poursuite d'objectifs communs. Ces valeurs sont au centre de notre réussite.

1) Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale (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 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, tout en cherchant à assurer un profil de risque faible à modéré à long terme et une juste répartition du capital, et à maintenir une solidité financière pour permettre une certaine souplesse financière. La croissance de nos flux de trésorerie aux fins de comparaison découle de l'optimisation et de la diversification de nos actifs existants et de l'expansion de notre portefeuille global et de nos activités au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous nous concentrons sur ces territoires, car notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles nous permettent de créer des occasions d'expansion dans nos principaux marchés.

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. Nous faisons le suivi du rendement de 74 indicateurs clés du rendement («ICR») liés au développement durable. Nous avons obtenu un rapport d'assurance limitée sur les ICR importants d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. Le présent rapport de gestion intègre la présentation de notre information financière et de notre performance en matière de développement durable.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires	2 249	2 307	2 397
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
BAlIA aux fins de comparaison ¹	1 123	1 062	1 144
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	927	804	734
Flux de trésorerie disponibles ¹	524	328	257
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,86)	(0,66)	0,41
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	3,23	2,79	2,55
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	1,83	1,14	0,89
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,20	0,12	0,20
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ²	1,29	0,77	1,36
Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Total de l'actif	9 428	10 304	10 996
Total de la dette nette consolidée ^{1,3}	3 141	3 363	3 893
Total des passifs non courants	4 421	4 311	5 116

1) Ces éléments ne sont pas définis 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. Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

2) Nombre moyen pondéré de 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.

3) 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, le financement donnant droit à des avantages fiscaux, les obligations au titre des contrats de location-financement, déduction faite de la trésorerie disponible, et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Structure du capital et situation de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 524 millions de dollars, en hausse de 196 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent. Après l'ajustement lié à la réception d'une indemnité unique pour la résiliation des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018 et au paiement de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIEO») en 2017 (déduction faite de la part de nos partenaires), les flux de trésorerie disponibles se sont établis à 367 millions de dollars, en hausse de 56 millions de dollars par rapport à 2017. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 927 millions de dollars pour 2018, comparativement à 804 millions de dollars pour 2017, en hausse de 123 millions de dollars.

- Tous les secteurs de production ont généré des flux de trésorerie d'un montant équivalent ou supérieur à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.
- En Alberta, les secteurs Charbon et Hydroélectricité au Canada, et nos centrales éoliennes ont bénéficié de prix de l'électricité plus élevés. Au cours de l'exercice, les prix moyens en Alberta ont augmenté, passant de 22 \$ par MWh en 2017 à 50 \$ par MWh, reflet essentiellement de l'incidence de la hausse des coûts liés à la tarification du carbone payés par certains producteurs et d'une conjoncture du marché plus solide.
- En 2018, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont été beaucoup plus élevés qu'en 2017 étant donné que les flux de trésorerie au premier trimestre comprenaient la réception d'une indemnité unique pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, ce qui reflète le remboursement des paiements de capacité qui auraient été reçus au cours de la période de 2018 à 2020 si ces CAÉ n'avaient pas été résiliés.
- En 2018, les dépenses d'investissement de maintien ont été moins élevées qu'en 2017, en raison essentiellement de besoins de capitaux moins élevés dans le secteur Charbon au Canada du fait de la mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, et des besoins de capitaux moins élevés dans le secteur Gaz au Canada et le secteur Charbon aux États-Unis, en raison principalement du calendrier des interruptions.

En 2018, les produits des activités ordinaires se sont établis à 2 249 millions de dollars, en baisse de 58 millions de dollars par rapport à ceux de 2017, du fait principalement d'une baisse de la production dans le secteur Charbon au Canada attribuable à la mise hors service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, conséquence de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, le tout contrebalancé en partie par une hausse des prix sur le marché de l'Alberta.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 1 123 millions de dollars, en hausse de 61 millions de dollars par rapport à celui de 2017, du fait surtout de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, le tout partiellement annulé par les coûts de conformité plus élevés au titre du carbone et la baisse des produits liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Compte non tenu des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 1 145 millions de dollars. À compter du premier trimestre de 2019, les profits ou les pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché seront exclus du BAIIA aux fins de comparaison pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2018 s'est élevée à 248 millions de dollars (perte nette de 0,86 \$ par action), comparativement à une perte nette de 190 millions de dollars (perte nette de 0,66 \$ par action) en 2017. En 2018, le résultat a subi l'incidence négative de la hausse des coûts de l'amortissement minier et des coûts de conformité liés au carbone compris dans le poste Combustible et achats d'électricité, de dépréciations plus élevées et d'une baisse des produits tirés des contrats de location-financement en raison de la vente de la centrale de Solomon, et de la hausse des dividendes versés sur les actions privilégiées attribuable au calendrier des dividendes déclarés, le tout contrebalancé en partie par la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et une baisse de la charge d'impôts sur le résultat. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2017 a subi l'incidence négative de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 82 millions de dollars, ainsi que de la réduction du taux d'imposition aux États-Unis annoncée en décembre (105 millions de dollars). L'incidence de cette réduction de taux a été contrebalancée par la hausse des autres éléments du résultat global.

Événements importants

En 2018, nos objectifs stratégiques demeurent la réduction de notre dette, l'amélioration de notre rendement d'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre. Au cours de la période, la Société a fait les progrès suivants dans l'exécution de sa stratégie :

- Le 17 décembre 2018, nous avons exercé notre option visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer reliant le complexe de la rivière Brazeau de Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Notre investissement est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation.
- Le 17 décembre 2018, la Société a annoncé qu'elle investira 270 millions de dollars dans notre projet de parc éolien de Windrise de 207 MW, qui a été choisi par l'Alberta Electric System Operator («AESO») comme l'un des deux projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable.
- Le 13 novembre 2018, nous avons nommé Christophe Dehout au poste de chef de la direction des finances, en remplacement de Brett Gellner (qui occupait ce poste à titre intérimaire), qui continuera d'occuper le poste de chef de la stratégie et des placements. M. Dehout possède une vaste expérience de la production d'électricité et une connaissance approfondie des marchés financiers, des fusions et acquisitions, du financement des entreprises et des transformations d'entreprises.
- Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que la capacité de 17,25 MW ajoutée au parc éolien de Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, était entièrement fonctionnelle, portant la capacité de production totale du parc à 167 MW.
- Le 2 août 2018, la Société a procédé au rachat de la totalité des débentures à 6,40 % alors en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant d'environ 425 millions de dollars, y compris un montant en capital de 400 millions de dollars, une prime sur le remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés.
- Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon signée avec le gouvernement de l'Alberta et a conclu un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars portant intérêt à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030.

- Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement par voie de prise ferme de 11 860 000 actions ordinaires par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes. Les actions ont été émises à un prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars.
- Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition, auprès de TransAlta, d'une participation économique dans le parc éolien de 50 MW situé à Lakeswind et dans des centrales d'énergie solaire de 21 MW situées aux États-Unis («Mass Solar»), et a fait l'acquisition du parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total des trois actifs s'est élevé à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette liée aux projets. Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit un montant additionnel de 33 millions de dollars (25 millions de dollars américains) d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.
- Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat de ses billets de premier rang à 6,650 % alors en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018. Le prix de rachat des billets s'est élevé à environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Le rachat des billets de premier rang en dollars américains a été financé par les fonds en caisse et notre facilité de crédit.
- Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a conclu une entente visant l'acquisition de deux projets de parc éolien prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»). Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a acquis une participation économique dans le projet Big Level. La Société prévoit conclure l'acquisition du projet Antrim au début de 2019.
- Au cours de l'exercice, la Société a racheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires au prix moyen de 7,02 \$ par action ordinaire dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions («OPRA») dans le cours normal des activités, pour un coût total de 23 millions de dollars.
- Le 31 mars 2018, la Société a reçu une indemnité d'environ 157 millions de dollars du Balancing Pool pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.
- Le 1^{er} janvier 2018, la Société a fermé de façon permanente l'unité 1 de la centrale de Sundance et a mis à l'arrêt l'unité 2 de cette centrale. Le 1^{er} avril 2018, nous avons mis à l'arrêt les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance. Le 31 juillet 2018, nous avons décidé de fermer de façon permanente l'unité 2 de la centrale de Sundance.

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

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières analysées dans le présent rapport de gestion, y compris les données aux fins de comparaison présentées ci-dessous, ne sont pas définies selon les IFRS. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies 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 ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. 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, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- Certains actifs que nous détenons au Canada (et en Australie en 2016 et 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 Combustible et 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 d'acheminement de production autonome amélioré qui prend 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 production autonome, 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 continuons d'amortir 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 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.

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	2018	2017	2016
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	108	42	107
Dividendes sur actions privilégiées	50	30	52
Résultat net	(90)	(118)	276
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38
Profit à la vente d'actifs et autres	(1)	(2)	(4)
(Profit) perte de change	15	1	5
Charge d'intérêts nette	250	247	229
Amortissement	574	635	601
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	59	57
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	140	75	65
Produit d'intérêts australien	4	2	—
<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	26
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ¹	105	77	(177)
Imputation pour dépréciation d'actifs ²	73	20	28
BAIIA aux fins de comparaison	1 123	1 062	1 144

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). Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 étaient comme suit : autres résultats d'exploitation, montant net (191 millions de dollars) et couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (14 millions de dollars).

2) L'imputation pour dépréciation d'actifs pour 2018 comprend 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 de 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 (20 millions de dollars pour la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance en 2017, 28 millions de dollars pour la dépréciation de l'installation de Wintering Hills en 2016).

Le BAIIA aux fins de comparaison a progressé de 61 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de 2017, en raison surtout des facteurs suivants :

- Nos secteurs Charbon et Hydroélectricité au Canada ont affiché des hausses d'un exercice à l'autre, qui représentent une hausse globale de 110 millions de dollars du BAIIA aux fins de comparaison.
 - Dans le secteur Charbon au Canada, la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance a été en partie annulée par des coûts de conformité plus élevés au titre du carbone et une baisse des produits liée à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.
 - Nos activités dans le secteur Hydroélectricité ont bénéficié d'une hausse des prix des services accessoires.
- Dans nos secteurs Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada et Gaz en Australie, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué par rapport à celui de 2017, pour une diminution combinée de 44 millions de dollars.
 - Dans le secteur Charbon aux États-Unis, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé notamment en raison des pertes sans effet de trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché.
 - Dans le secteur Gaz au Canada, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé surtout parce qu'il a bénéficié en 2017 du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor, d'un montant total de 34 millions de dollars, qui a été en grande partie contrebalancé par l'incidence positive du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga et des initiatives de réduction de coûts.

- Dans le secteur Gaz en Australie, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé du fait surtout de la baisse des produits financiers découlant du rachat par Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») de la centrale de Solomon, contrebalancé en partie par un exercice complet d'exploitation pour la centrale de South Hedland.
- Notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire a bénéficié d'une hausse des prix marchands et de l'indemnité d'assurance découlant de l'incendie de la tour du parc éolien de Wyoming, le tout contrebalancé par l'incidence défavorable des pertes hors trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level, ce qui a donné lieu à un BAIIA aux fins de comparaison stable.
- Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Commercialisation de l'énergie a connu une baisse de 2 millions de dollars en 2018 en regard de 2017, mais dans l'ensemble est demeuré relativement stable par rapport à l'exercice précédent.
- Les coûts du secteur Siège social sont demeurés stables par rapport à ceux de 2017.

Nos résultats globaux en 2018 comprennent des coûts d'environ 16 millions de dollars (29 millions de dollars en 2017) au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et 21 millions de dollars (25 millions de dollars en 2017) au titre des dépenses d'investissement liées à la productivité dans le cadre du projet Greenlight, notre initiative de transformation. Nous estimons que les initiatives du projet Greenlight ont généré un montant net de 70 millions de dollars de marge brute, de charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'économies de dépenses d'investissement. Voir les rubriques «Capital du portefeuille de production d'électricité» et «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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 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	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	44	114	(73)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	864	740	671
Ajustements			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	59	57
Divers	4	5	6
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(168)	(235)	(272)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(21)	(24)	(8)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	(42)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(169)	(172)	(151)
Divers	(5)	(5)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	524	328	257
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	287	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	3,23	2,79	2,55
Flux de trésorerie disponibles par action	1,83	1,14	0,89

La hausse des flux de trésorerie disponibles est attribuable à l'augmentation d'un exercice à l'autre des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 194 millions de dollars attribuable en partie au paiement lié à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et à la baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité. La hausse des flux de trésorerie disponibles en 2017 en regard de 2016 est également attribuable à de solides flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement et réduction des dépenses d'investissement liées au maintien et à la productivité. Les flux de trésorerie disponibles en 2016 avaient diminué en raison des paiements liés au règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché de 25 millions de dollars.

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	2018	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison	1 123	1 062	1 144
Provisions	7	(7)	(114)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	22	(28)	4
Charge d'intérêts	(187)	(218)	(229)
Charge d'impôt exigible	(28)	(23)	(23)
Profit (perte) de change réalisé	5	15	(5)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(31)	(19)	(23)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	16	22	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(168)	(235)	(272)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(21)	(24)	(8)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	(42)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(169)	(172)	(151)
Divers	(5)	(5)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	524	328	257

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 les distributions à nos partenaires sans contrôle et verser les dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Flux de trésorerie sectoriels¹			
Charbon au Canada ²	279	175	198
Charbon aux États-Unis	63	33	21
Gaz au Canada ³	228	221	235
Gaz en Australie	136	127	99
Énergie éolienne et énergie solaire	211	201	180
Hydroélectricité	96	61	53
Génération de flux de trésorerie sectoriels	1 013	818	786
Commercialisation de l'énergie	33	39	25
Siège social	(107)	(108)	(95)
Total des flux de trésorerie sectoriels	939	749	716

1) Les flux de trésorerie sectoriels sont une mesure non conforme aux IFRS.

2) Le montant de 2018 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.

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 générés par les secteurs d'activité ont totalisé 939 millions de dollars en 2018, en hausse de 190 millions de dollars par rapport à 2017, en raison surtout de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, de la baisse des dépenses en immobilisations de maintien et de la hausse des produits des services accessoires tirés de nos centrales hydroélectriques.

En 2017, les flux de trésorerie ont été de 33 millions de dollars plus élevés qu'en 2016 grâce à un contrôle des coûts discipliné et à une affectation rigoureuse des dépenses d'investissement de maintien.

Charbon au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	91,6	82,0	85,3
Production visée par des contrats (GWh)	8 936	18 683	19 823
Production marchande (GWh)	5 304	3 786	3 787
Total de la production (GWh)	14 240	22 469	23 610
Capacité installée brute (MW) ¹	3 231	3 791	3 791
Produits des activités ordinaires	912	999	1 048
Combustible et achats d'électricité	526	510	386
Marge brute aux fins de comparaison	386	489	662
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	171	192	178
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	13	13
Autres résultats d'exploitation, montant net ²	(198)	(40)	(2)
BAIIA aux fins de comparaison	400	324	473
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	17	22	33
Dépenses d'investissement liées aux mines	42	28	23
Contrats de location-financement	14	14	13
Entretien planifié d'envergure	15	54	100
Total des dépenses d'investissement de maintien	88	118	169
Dépenses d'investissement liées à la productivité	12	12	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	100	130	170
Provisions	(10)	5	85
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	11	3	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	19	11	13
Divers	1	—	—
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	279	175	198

1) Le 1^{er} janvier 2018, les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance d'une capacité de 560 MW ont été respectivement fermées et mises à l'arrêt. Le 1^{er} avril 2018, les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance d'une capacité de 774 MW ont été mises à l'arrêt. Le 31 juillet 2018, l'unité 2 de la centrale de Sundance a été fermée de façon permanente.

2) En 2018, ce montant comprend le paiement de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. En 2018 et 2017, ce montant comprend le paiement d'un montant de 40 millions de dollars effectué en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon.

2018

La disponibilité pour l'exercice s'est améliorée par rapport à 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 gigawattheures («GWh») par rapport à 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 87 millions de dollars en regard 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 64 \$ 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 charges au titre du combustible, les coûts de conformité liés au carbone et les coûts d'achat 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.

Au cours de l'exercice, nous avons commencé la cogénération avec le gaz naturel. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de gaz à effet de serre («GES») que la combustion au charbon, ce qui abaisse nos coûts de conformité liés aux GES. 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 continuons 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 76 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.

2017

La disponibilité en 2017 a reculé par rapport à celle de 2016 en raison d'un plus grand nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale attribuables aux interruptions de l'approvisionnement en charbon à notre mine au deuxième semestre de l'exercice, ce qui a aussi entraîné une baisse de la production de 1 141 GWh d'un exercice à l'autre.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué de 149 millions de dollars par rapport à celui de 2016, en raison de la reprise d'une provision de 80 millions de dollars liée à l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2016. Comme prévu, le combustible et les achats d'électricité ont été touchés par la hausse des coûts du charbon découlant du coefficient de recouvrement plus élevé que prévu et la hausse des coûts de conformité environnementale en 2017. De plus, nous avons engagé des frais additionnels au troisième trimestre afin d'atténuer l'incidence d'une baisse de la productivité à notre mine.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 14 millions de dollars d'une année à l'autre en raison surtout des dépenses engagées dans des initiatives d'amélioration menées dans le cadre du projet Greenlight (20 millions de dollars) et d'une hausse des dépenses liées à du matériel et des charges d'exploitation (5 millions de dollars), partiellement contrebalancées par une baisse de la rémunération (11 millions de dollars). Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les résultats de 2017 comprenaient également la comptabilisation d'un montant de 40 millions de dollars à recevoir aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon compris dans les autres résultats d'exploitation, montant net. Nous avons reçu notre paiement aux termes de cette entente au troisième trimestre.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont diminué de 40 millions de dollars par rapport à celles de 2016, en raison principalement du calendrier des interruptions d'envergure en 2017 et des arrêts d'entretien en 2016 aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Charbon aux États-Unis

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	60,2	66,3	88,1
Disponibilité ajustée (%) ¹	84,6	86,2	88,9
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 329	3 609	3 535
Volume des ventes marchandes (GWh)	5 704	5 488	4 896
Achats d'électricité (GWh)	(3 665)	(3 625)	(3 854)
Total de la production (GWh)	5 368	5 472	4 577
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	442	437	380
Combustible et achats d'électricité	314	293	281
Marge brute aux fins de comparaison	128	144	99
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	61	51	54
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	4	4
BAIIA aux fins de comparaison	62	89	41
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	3	3
Contrats de location-financement	4	3	3
Entretien planifié d'envergure	11	29	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	17	35	17
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	3	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	17	38	17
Provisions	—	—	7
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	(29)	10	(13)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	11	8	9
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	63	33	21

1) Ajustée pour une optimisation de la répartition.

2018

La disponibilité pour l'exercice 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 interruptions fortuites 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. Au cours des deux exercices, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure au cours de 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 diminué de 27 millions de dollars par rapport à celui de 2017 en raison surtout des variations défavorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions liées au combustible et aux achats d'électricité, contrebalancées par 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 21 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 l'exercice précédent, en raison surtout de résultats d'exploitation plus solides, compte non tenu des incidences latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché et d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

2017

La disponibilité a reculé par rapport à celle de 2016 en raison de l'interruption fortuite de l'unité 1 de la centrale de Centralia en janvier. Les deux unités de Centralia ont été mises hors service en février en raison d'une baisse des prix dans le marché du nord-ouest Pacifique. Nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant ce temps. La baisse de la disponibilité n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats, nos obligations contractuelles ayant été satisfaites en achetant de l'électricité à moindre prix sur le marché durant la première moitié de l'exercice.

La production a augmenté de 895 GWh en 2017 par rapport à celle de 2016, en raison principalement de la baisse de l'optimisation de la répartition découlant de la hausse des prix au quatrième trimestre de 2017. L'augmentation de la production a été contrebalancée en partie par une hausse des travaux d'entretien non planifiés et planifiés.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 48 millions de dollars par rapport à celui de 2016, en raison d'une hausse des volumes de ventes qui a mené à une hausse des marges, étant donné les prix du marché et les taux contractuels plus élevés. La baisse des coûts de transport du charbon et l'incidence favorable de la réévaluation à la valeur de marché (profit d'un exercice à l'autre de 13 millions de dollars) sur certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont aussi eu une incidence positive sur le BAIIA aux fins de comparaison.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 21 millions de dollars par rapport à celles de 2016 en raison des interruptions planifiées réalisées au cours du deuxième trimestre de 2017. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent à l'installation d'équipement d'inspection visant à optimiser la consommation spécifique de chaleur liée au charbon et à améliorer les systèmes de distribution d'air.

Gaz au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	93,3	91,6	95,7
Production visée par des contrats (GWh)	1 620	1 504	2 784
Production marchande (GWh)	93	244	288
Total de la production (GWh)	1 713	1 748	3 072
Capacité installée brute (MW) ¹	945	952	1 057
Produits des activités ordinaires	407	430	470
Combustible et achats d'électricité	99	113	171
Marge brute aux fins de comparaison	308	317	299
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	53	54
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	259	263	244
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	4	8	7
Entretien planifié d'envergure	16	22	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	20	30	12
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	22	32	12
Provisions	—	3	(2)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	9	7	(2)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	—	1
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	228	221	235

1) Les données de 2018 et 2017 ne tiennent 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 («Suncor»). Nous détenons toujours une portion de la centrale et avons inclus celle-ci en tant que partie intégrante des mesures de notre capacité brute.

2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la disponibilité a augmenté de 1,7 % 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.

Pour l'exercice 2018, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de 2017, du fait surtout du règlement rétroactif du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO reçu en 2017 (34 millions de dollars), contrebalancé par 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. 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 TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»). Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a pris fin en décembre 2018, et le contrat 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.

2017

La disponibilité a diminué d'environ 4 % par rapport à celle de 2016, principalement en raison d'une inspection d'envergure planifiée à la centrale de Sarnia, de la conversion en une centrale à charge de pointe de la centrale de Windsor et d'une interruption non planifiée de la turbine à vapeur à la centrale de Windsor.

La production en 2017 a diminué de 1 324 GWh par rapport à celle de 2016, principalement en raison de modifications apportées aux contrats des centrales de Mississauga et de Windsor à la fin de 2016.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2017 a augmenté de 19 millions de dollars par rapport à celui de 2016, ce qui reflète essentiellement le règlement avec la SFIEO concernant l'ajustement rétroactif des indices de prix des centrales d'Ottawa et de Windsor et l'incidence positive de l'interruption temporaire de notre centrale alimentée au gaz de Mississauga, en partie contrebalancés par des variations non favorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions sur des contrats de gaz qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, et la réduction des produits découlant des modifications apportées au contrat par suite de la conversion de la centrale Windsor en centrale à charge de pointe.

Les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ont augmenté de 18 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une inspection d'envergure planifiée à la centrale de Sarnia et du projet de conversion par cycles de la centrale de Windsor visant à accroître sa souplesse pour réagir aux prix du marché.

En décembre 2018, TransAlta a exercé son option visant à résilier son entente avec Boeing Canada Inc. au Mississauga le 31 décembre 2021. TransAlta est tenue d'enlever la centrale au Mississauga et de remettre le site en état dans un délai de trois ans.

Gaz en Australie

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	94,0	93,4	93,1
Production visée par des contrats (GWh)	1 814	1 803	1 529
Capacité installée brute (MW) ¹	450	450	425
Produits des activités ordinaires	165	180	174
Combustible et achats d'électricité	4	12	20
Marge brute aux fins de comparaison	161	168	154
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	31	25
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	–	1
BAIIA aux fins de comparaison	124	137	128
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	9	3
Entretien planifié d'envergure	–	1	11
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	2	10	14
Divers	(14)	–	15
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	136	127	99

1) Les données de 2016 comprennent la capacité de production de la centrale de Solomon, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. En 2017, FMG a racheté la centrale de Solomon et 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.

2018

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté par rapport à celle de 2017, grâce surtout à un exercice d'exploitation complet à la centrale de South Hedland, contrebalancé par le rachat par FMG de la centrale de Solomon.

La production en 2018 a été comparable à celle de 2017, du fait de l'ajout de la centrale de South Hedland, qui a été compensé par le rachat par FMG de la centrale de Solomon. 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 le transfert des coûts au titre du combustible.

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 notre litige avec FMG, le tout contrebalancé en partie par la hausse du BAIIA tiré de la centrale de South Hedland.

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.

2017

La production pour 2017 a augmenté de 274 GWh par rapport à celle de 2016, en raison de la mise en service de notre centrale de South Hedland en juillet 2017 et d'une hausse de la charge requise pour servir les clients, en partie contrebalancée par la résiliation anticipée de notre contrat de location visant la centrale de Solomon en novembre 2017. En raison de la résiliation anticipée, nous avons reçu 325 millions de dollars américains (417 millions de dollars) au quatrième trimestre de 2017. Compte tenu de la nature de nos contrats, la hausse de la charge requise pour servir les clients n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et le transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 9 millions de dollars pour 2017 par rapport à celui de 2016, en raison de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, en partie contrebalancée par la résiliation anticipée de notre contrat de location visant la centrale de Solomon en novembre 2017.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Disponibilité (%)	95,4	95,8	94,9
Production visée par des contrats (GWh)	2 363	2 362	2 301
Production marchande (GWh)	1 005	1 098	1 212
Total de la production (GWh)	3 368	3 460	3 513
Capacité installée brute (MW) ¹	1 382	1 363	1 408
Produits des activités ordinaires	282	287	272
Combustible et achats d'électricité	17	17	18
Marge brute aux fins de comparaison	265	270	254
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	50	48	52
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(6)	—	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	213	214	195
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	5	1	2
Entretien planifié d'envergure	8	10	11
Total des dépenses d'investissement de maintien	13	11	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	2	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	15	13	16
Provisions	—	—	(1)
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	(20)	—	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	—	—
Divers (indemnité d'assurance)	6	—	—
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	211	201	180

1) Les données de 2017 ne tiennent pas compte de la capacité de la centrale éolienne de Wintering Hills, qui a été vendue le 1^{er} mars 2017.

2018

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été, comme prévu, comparable à celle de 2017.

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.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 a été comparable à celui de 2017, les prix marchands plus élevés en Alberta et l'indemnité d'assurance découlant de l'incendie de la tour du parc éolien de Wyoming ayant été contrebalancés par l'incidence défavorable des pertes hors trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level et 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 du rajout des pertes hors trésorerie liées à la réévaluation à la valeur de marché aux États-Unis relatives à la juste valeur du CAÉ de Big Level.

2017

Pour 2017, la production a diminué de 53 GWh par rapport à celle de 2016, en raison de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills au premier trimestre de 2017. La production de nos autres installations a légèrement augmenté par rapport à celle de 2016.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2017 a augmenté de 19 millions de dollars par rapport à celui de 2016, principalement en raison de la hausse des volumes à nos centrales faisant l'objet de contrats, de la hausse des prix en Alberta à nos centrales ne faisant pas l'objet de contrats et de la baisse des ententes de service à long terme.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Production			
Énergie visée par des contrats			
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta (GWh) ¹	1 519	1 530	1 410
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	306	336	358
Énergie marchande			
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	81	82	88
Total de la production d'énergie (GWh)	1 906	1 948	1 856
Volumes des services accessoires (GWh) ²	3 265	3 044	2 623
Capacité installée brute (MW)	926	926	926
Produits des activités ordinaires			
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Énergie	90	36	28
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Services accessoires	104	36	30
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ – hydro en Alberta ³	56	54	55
Autres produits des activités ordinaires ⁴	41	43	50
Total des produits des activités ordinaires bruts	291	169	163
Paiement lié aux CAÉ – hydro en Alberta, montant net	(135)	(48)	(37)
Produits des activités ordinaires	156	121	126
Combustible et achats d'électricité	6	6	8
Marge brute aux fins de comparaison	150	115	118
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	38	37	33
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	3
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–
BAIIA aux fins de comparaison	109	75	82
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes, à l'exclusion de la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	4	8	8
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	–	–	9
Entretien planifié d'envergure	8	5	10
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	12	13	27
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	–	–	2
Total des dépenses d'investissement de maintien	12	13	29
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	1	–
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	13	14	29
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	96	61	53

1) Les actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta comprennent 12 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 accessoires 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.

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.

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 accessoires.

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

2017

La production pour 2017 a augmenté de 92 GWh par rapport à celle de 2016, du fait surtout de la hausse des ressources hydrauliques tirées de la crue des eaux au cours des neuf premiers mois de 2017 en Alberta.

Toutefois, le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué de 7 millions de dollars par rapport à celui de 2016, en raison de la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et de la comptabilisation en 2016 d'un ajustement positif de 3 millions de dollars relativement à un problème de compteurs survenu à l'exercice précédent à l'une de nos centrales.

Les dépenses d'investissement de maintien pour 2017 ont diminué de 16 millions de dollars par rapport à celles de 2016 en raison d'une baisse des dépenses pour des révisions importantes. Des dépenses d'investissement ont été engagées en 2016 pour les projets de prolongation de la durée des centrales de Bighorn et de la rivière Brazeau et le rétablissement des activités à la suite d'inondations.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	67	69	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	24	24
BAIIA aux fins de comparaison	43	45	52
Déduire :			
Provisions	3	(2)	24
Profits (pertes) latents sur les activités de gestion du risque	7	8	3
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	33	39	25

2018

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2018 est demeuré, comme prévu, relativement comparable à celui de 2017.

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 et de l'élimination des profits sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché découlant d'un certain nombre d'opérations à long terme qui devraient être réglées en 2019.

2017

Le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 7 millions de dollars par rapport à celui de 2016 en raison de résultats décevants au premier trimestre de 2017 découlant des températures plus chaudes enregistrées pendant l'hiver dans la région du nord-est, des fortes précipitations qu'a reçues la région du nord-ouest Pacifique et de la compression des marges liées à nos activités clients.

Siège social**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, lesquels ont été contrebalancés 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 comprennent 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.

2017

Les coûts indirects du secteur Siège social, qui se sont établis à 85 millions de dollars, ont augmenté de 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 par rapport à ceux de 2016, en raison surtout de la hausse de la rémunération incitative annuelle et des frais liés au projet Greenlight. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Les résultats du premier trimestre de 2017 comprennent également le reclassement d'incitatifs de 2016 entre les secteurs d'activité et le secteur Siège social.

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 selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous avons renforcé notre situation financière et notre flexibilité et avons atteint la plupart de nos fourchettes cibles en 2018.

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

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire : résiliation anticipée des CAÉ de Sundance reçus au cours du premier trimestre de 2018	(157)	—	—
Ajouter : intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	174	205	203
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	944	1 009	937
Intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts	176	214	219
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20	21
Intérêts ajustés	196	234	240
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,8	4,3	3,9

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Le ratio s'est amélioré par rapport à 2017, en raison d'une baisse des intérêts sur la dette découlant de l'exécution de notre plan de désendettement.

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

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Fonds provenant des activités d'exploitation	927	804	734
Déduire : résiliation anticipée des CAÉ de Sundance reçus au cours du premier trimestre de 2018	(157)	—	—
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	(20)	(20)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	750	784	713
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 267	3 707	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(89)	(314)	(305)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(27)	—	—
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(10)	(30)	(163)
Dette nette ajustée	3 612	3 834	4 364
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,8	20,4	16,3

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement 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 2018, au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016.

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée, qui s'est établi à 20,8 % est demeuré stable par rapport à 2017, l'importante réduction de notre dette nette ayant été contrebalancée par une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés. En 2017, nous avons atteint le bas de notre fourchette cible, qui est de 20 % à 25 %, et avons maintenu ce niveau en 2018.

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

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 267	3 707	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(89)	(314)	(305)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(27)	—	—
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(10)	(30)	(163)
Dette nette ajustée	3 612	3 834	4 364
BAIIA aux fins de comparaison	1 123	1 062	1 144
Déduire : résiliation anticipée des CAÉ de Sundance reçus au cours du premier trimestre de 2018	(157)	—	—
BAIIA aux fins de comparaison ajusté	966	1 062	1 144
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,7	3,6	3,8

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement 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 2018, au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté par rapport à 2017, du fait surtout de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison ajusté au cours de l'exercice, après ajustement du paiement pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. 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.

Capacité de produire des résultats financiers

Les mesures que nous utilisons pour suivre notre rendement sont le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles. 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		2018	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison	Objectif ¹	1 000 - 1 050	1 025 - 1 100	990 - 1 100
	Réel	1 123	1 062	1 144
	Réel ajusté ²	988	1 000	1 068
Fonds provenant des activités d'exploitation	Objectif ¹	750 - 800	765 - 820	755 - 835
	Réel	927	804	734
	Réel ajusté ³	770	770	734
Flux de trésorerie disponibles	Objectif ¹	300 - 350	270 - 310	250 - 300
	Réel	524	328	257
	Réel ajusté ³	367	311	257

1) Représente nos perspectives révisées. 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; la fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 725 millions de dollars à 800 millions de dollars est maintenant de 750 millions de dollars à 800 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; la fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 765 millions de dollars à 855 millions de dollars est maintenant de 765 millions de dollars à 820 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) Le BAIIA aux fins de comparaison pour toutes les périodes a été ajusté pour éliminer l'incidence des profits et pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. De plus, l'exercice 2018 a été ajusté pour faire abstraction du montant de 157 millions de dollars au titre de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, étant donné qu'il n'était pas inclus dans les objectifs. L'exercice 2017 a aussi été ajusté afin de retrancher le montant de 34 millions de dollars lié au litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO. L'exercice 2016 a été ajusté pour tenir compte de l'incidence de 80 millions de dollars relative à des ajustements hors trésorerie liés à la provision au titre de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

3) Les montants de 2018 ont été ajustés pour retirer le montant de 157 millions de dollars au titre de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, étant donné qu'il n'était pas inclus dans les objectifs. Les montants de 2017 ont été ajustés pour retirer le montant au titre du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO : réduction de 34 millions de dollars des fonds provenant des activités d'exploitation et réduction de 17 millions de dollars des flux de trésorerie disponibles.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta

Projet mené dans le cadre du programme d'électricité renouvelable de l'Alberta – Windrise

Au quatrième trimestre de 2018, le projet de production de 207 MW d'énergie éolienne de Windrise de TransAlta a été choisi par l'AESO comme l'un des deux projets prometteurs lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. Le parc éolien de Windrise, qui se trouve dans le comté de Willow Creek, s'appuie sur un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans conclu avec l'AESO. Le projet, dont le coût est estimé à environ 270 millions de dollars, devrait entrer en exploitation au cours du deuxième trimestre de 2021.

Approvisionnement en gaz pour les unités converties du charbon au gaz

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater construira et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi³/j») et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc fournira une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 90 millions de dollars. La construction du gazoduc Pioneer a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième semestre de 2019. L'investissement de TransAlta est assujéti aux approbations réglementaires finales, qui devraient être finalisées au cours du premier semestre de 2019.

La décision de travailler avec Tidewater devance l'échéancier pour la construction du gazoduc Pioneer et permet d'accélérer la conversion des centrales. TransAlta demeure d'avis que le fait d'avoir au moins deux gazoducs d'approvisionnement en gaz naturel réduirait les risques d'exploitation, et poursuit ses discussions avec d'autres parties pour la construction d'autres gazoducs qui viendraient combler les besoins d'approvisionnement en gaz des centrales.

Stratégie de conversion du charbon au gaz de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

Le 6 décembre 2017, la Société a mis à jour sa stratégie visant à accélérer la transition vers la production à partir du gaz et des énergies renouvelables. Au cours de 2018, la Société a mis à l'arrêt et mis hors service les unités suivantes de la centrale de Sundance :

- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance le 1^{er} janvier 2018
- Mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2018
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à un an, qui a récemment été portée à deux ans

TransAlta ne prévoit plus mettre temporairement à l'arrêt l'unité 4 de la centrale de Sundance et effectuera des travaux d'entretien au cours du premier semestre de 2019.

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Le règlement prévoit des règles pour les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz, ainsi que des dispositions particulières pour la conversion du charbon au gaz. La conversion au gaz des unités prolongerait non seulement leur durée d'exploitation, mais procurerait également les avantages suivants : une importante réduction des émissions de carbone ainsi que des coûts qui y sont liés; une importante diminution des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien; et une amélioration de la souplesse d'exploitation. TransAlta prévoit convertir les unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et les unités 1 à 3 de la centrale de Keephills entre 2020 et 2023.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale canadienne stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a consenti à prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Cette mesure a donné à la Société la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta. Toutefois, en juillet 2018, TransAlta a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance. La décision a été en grande partie motivée par l'âge, la taille et la courte durée d'utilité de cette unité par rapport à d'autres unités, et par l'importance des capitaux requis pour remettre l'unité en service.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offraient une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble de la centrale de Sundance qui fournissait la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool a expiré le 31 décembre 2017.

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars (28 millions de dollars après impôts) relativement à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance. Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 20 millions de dollars (15 millions de dollars après impôts) sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité.

Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Au cours de 2017, une filiale de TransAlta Renewables Inc., Kent Hills Wind LP («KHWLP»), a conclu un contrat à long terme avec Énergie NB en vue de la vente de la totalité de l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills. Parallèlement, l'échéance

du contrat avec Énergie NB relativement à l'unité 1 du parc éolien de Kent Hills a été reportée de 2033 à 2035, ce qui correspond à la durée d'utilité des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'expansion était pleinement opérationnelle, ce qui porte la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills à 167 MW.

Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Les projets de parc éolien consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 20 février 2018, tandis que l'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition d'Antrim ait lieu au début de 2019.

Le 20 avril 2018, 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 («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 reflet, 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 reflet 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. Les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parc éolien aux États-Unis devraient être financés par TransAlta Renewables et sont évalués à 240 millions de dollars américains, et un billet à ordre de 25 millions de dollars est à recevoir. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis. TransAlta Renewables financera ces coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction d'environ 61 millions de dollars (48 millions de dollars américains) dans le cadre du projet Big Level. Le 2 janvier 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 45 millions de dollars (33 millions de dollars américains).

TransAlta Renewables fait l'acquisition de trois actifs d'énergie renouvelable auprès de la Société

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès d'une filiale de la Société d'une participation financière dans le parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota et dans les centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts («Mass Solar») par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis d'une filiale de la Société une participation dans le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'est établi à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de 33 millions de dollars d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles.

TransAlta Renewables conclut un placement d'actions ordinaires pour un produit de 150 millions de dollars

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement de 11 860 000 actions ordinaires par voie de prise ferme par un syndicat de preneurs fermes. Les actions ordinaires ont été émises au prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars (produit net de 144 millions de dollars).

Le produit net a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit devront servir aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables.

Financement de 345 millions de dollars

Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta en concluant un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP LP («TransAlta OCP»). Il s'agit d'un placement privé garanti notamment par une charge de premier rang sur les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Les obligations amortissables portent intérêt à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030. Les obligations ont obtenu de DBRS une note de BBB, avec une tendance stable. Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. Le produit net a servi à rembourser en partie les débentures à 6,40 %, comme il est décrit ci-dessous.

Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débentures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débentures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat était au total d'environ 425 millions de dollars, y compris une prime au remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés.

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

Le 9 mars 2018, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 14 mars 2018 et se termine le 13 mars 2019 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 102 039 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 408 156 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 28 février 2018) peuvent être achetées à la Bourse de Toronto 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 2018, la Société a acheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires à un prix moyen de 7,02 \$ l'action, pour un coût total de 23 millions de dollars. D'autres transactions dans le cadre de l'OPRA, le cas échéant, dépendront des conditions du marché. La Société conserve le pouvoir discrétionnaire d'effectuer des acquisitions dans le cadre de l'OPRA et de déterminer le moment, le montant et le prix acceptable de ces acquisitions, sous réserve en tout temps des exigences de la Bourse de Toronto et d'autres exigences réglementaires applicables.

Rachat anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de la totalité de ses 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). Une prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2018.

Changements au sein de la direction et du conseil d'administration

Donald Tremblay, l'ancien chef des finances, a quitté la Société le 9 mai 2018. Brett Gellner, chef de la stratégie et des placements, a occupé le poste de chef des finances par intérim, en plus de son poste actuel, pendant la période de transition.

Au quatrième trimestre de 2018, nous avons nommé Christophe Dehout au poste de chef des finances. M. Dehout possède une vaste expérience de la production d'électricité et une connaissance approfondie des marchés financiers, des fusions et acquisitions, du financement des entreprises et des transformations d'entreprises.

Le 25 janvier 2019, nous avons annoncé le départ à la retraite de Timothy Faithfull et de l'ambassadeur Gordon Giffin. Plus tôt en 2018, M. Faithfull a fait connaître au conseil son intention de se retirer du conseil d'administration immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires de TransAlta pour 2019 et, également en 2018, l'ambassadeur Gordon Giffin a annoncé son intention de se retirer de ses fonctions d'administrateur et de président du conseil d'administration en 2020. Le conseil d'administration entreprend un processus de désignation d'un nouveau président du conseil au cours de l'année 2019.

Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des CAÉ 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.

La résiliation des CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance par le Balancing Pool était attendue, et la Société veille à ce qu'elle reçoive l'indemnité de résiliation à laquelle elle estime avoir droit aux termes des CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance et des lois applicables. Le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour une indemnité additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige est en cours de résolution par voie d'arbitrage.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de 2018 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2017 au 31 décembre 2018 :

Actifs	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(225)	Calendrier des encaissements et des décaissements
Liquidités soumises à restrictions (courants et non courants)	36	Liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP (35 millions de dollars)
Créances clients et autres débiteurs	(177)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et recouvrement des montants à recevoir au titre du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga (108 millions de dollars), partiellement contrebalancés par le billet à recevoir d'Antrim (25 millions de dollars)
Stocks	23	Augmentation dans le secteur Charbon au Canada (50 millions de dollars), partiellement annulée par une réduction des crédits d'émission achetés (13 millions de dollars) et une baisse des stocks de pièces et matériaux (5 millions de dollars)
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(24)	Remboursements de capital
Immobilisations corporelles, montant net	(414)	Amortissement pour la période (649 millions de dollars), révisions des frais de démantèlement et de remise en état (32 millions de dollars) et imputations pour dépréciation d'actifs (49 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (294 millions de dollars) et des variations favorables des taux de change (39 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	9	Acquisitions (53 millions de dollars) et transferts nets des immobilisations corporelles (6 millions de dollars), en partie contrebalancés par un amortissement (50 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(95)	Règlements de contrats et fluctuations défavorables des prix du marché, en partie contrebalancés par des variations favorables des taux de change
Divers	(9)	
Total de la variation des actifs	(876)	

Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	(98)	Calendriers des paiements et des charges à payer
Impôts sur le résultat à payer	(54)	Principalement en raison du paiement des taxes sur le rachat par FMG de la centrale électrique de Solomon
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(440)	Remboursement de la dette à long terme (1 179 millions de dollars), en partie contrebalancé par des prélèvements sur la facilité de crédit (312 millions de dollars), une dette à long terme émise (345 millions de dollars) et des variations défavorables des taux de change (95 millions de dollars)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	(14)	Passifs réglés (41 millions de dollars) et augmentation des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque (37 millions de dollars), en partie contrebalancés par la désactualisation (24 millions de dollars), de nouveaux passifs contractés (22 millions de dollars), le paiement résiduel de l'acquisition de Big Level (8 millions de dollars) et des variations défavorables des taux de change (10 millions de dollars)
Passifs sur contrat	25	Augmentation attribuable à l'ajustement transitoire (17 millions de dollars) de l'IFRS 15, à la contrepartie reçue (13 millions de dollars) et aux intérêts courus et passés en charges au cours de la période (6 millions de dollars), partiellement compensée par des transferts aux produits des activités ordinaires (10 millions de dollars)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	(10)	Diminution des obligations au titre des prestations définies (8 millions de dollars) et réduction du passif au titre du régime de rémunération incitative des employés (7 millions de dollars), en partie contrebalancées par une augmentation des autres passifs non courants (5 millions de dollars)

Passifs d'impôt différé	(48)	Diminution des différences temporaires imposables
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(329)	Perte nette (198 millions de dollars), montant net des autres éléments du résultat global (12 millions de dollars), dividendes sur actions ordinaires (57 millions de dollars), dividendes sur actions privilégiées (50 millions de dollars), actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (23 millions de dollars), incidence des modifications de nos méthodes comptables (14 millions de dollars), partiellement compensés par les variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (24 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	78	Résultat net (108 millions de dollars), variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables liées à l'émission d'actions (133 millions de dollars) et juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global (16 millions de dollars), contrebalancés en partie par les distributions versées et à verser (180 millions de dollars)
Divers	14	
Total de la variation des passifs et des capitaux propres	(876)	

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 2017 et 2016 comparativement à l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
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 de l'installation éolienne de Wintering 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 (63 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 du profit réalisé sur les instruments financiers (58 millions de dollars) et le rachat d'actions ordinaires (23 millions de dollars)
Incidences 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)	

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	305	54	251	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	626	744	(118)	Variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie (187 millions de dollars), en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat en trésorerie (69 millions de dollars)
Activités d'investissement	87	(327)	414	Produit de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills et de la cession de la centrale de Solomon (478 millions de dollars), prêt à recevoir, montant net (38 millions de dollars) et liquidités soumises à restrictions (30 millions de dollars)
Activités de financement	(703)	(163)	(540)	Augmentation des remboursements de la dette à long terme (726 millions de dollars), diminution des émissions de titres de créance à long terme (101 millions de dollars) et baisse du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (162 millions de dollars), en partie contrebalancées par la diminution des emprunts aux termes des facilités de crédit (341 millions de dollars), l'augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers (108 millions de dollars) et la diminution des dividendes versés sur les actions ordinaires (23 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(3)	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	314	305	9	

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.

En vertu de la norme IFRS 9 que nous avons adoptée le 1^{er} janvier 2018, les exigences relatives à la comptabilité de couverture ont été simplifiées afin d'adopter, pour les couvertures admissibles, une approche davantage fondée sur des principes, qui soit en accord avec l'approche d'une entité en matière de gestion des risques, et de réviser et simplifier les exigences en matière d'efficacité de couverture.

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 non désignés comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés en résultat net pendant la période au cours de laquelle le changement survient.

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 2018, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 695 millions de dollars (771 millions de dollars au 31 décembre 2017). 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 2017.

Perspectives financières pour 2019

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2019 :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	De 875 millions de dollars à 975 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	De 270 millions de dollars à 330 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action par année, distribution de 14 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles
Fourchette des principales hypothèses	
Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	50 \$ à 60 \$
Alberta – visé par contrat	50 \$ à 55 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	20 \$ à 25 \$
Mid-Columbia – visé par contrat (\$ US)	47 \$ à 53 \$

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2019

Dépenses d'investissement de maintien	De 160 millions de dollars à 190 millions de dollars
Dépenses d'investissement liées à la productivité	De 10 millions de dollars à 15 millions de dollars
Facteur de capacité de la centrale au charbon de Sundance	30 %
Ressources d'énergie	Moyenne à long terme

Activités d'exploitation

Disponibilité et capacité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2019. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 92 % à 96 % en 2019. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du gaz et des énergies renouvelables et poursuivrons notre stratégie de conversion du charbon au gaz comme il est décrit à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Prix du marché et stratégie de couverture

Pour 2019, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement plus élevés qu'en 2018, en raison d'un exercice complet d'une baisse de l'approvisionnement attribuable à la mise à l'arrêt et à la fermeture de certaines centrales alimentées au charbon en 2018. En 2019, les prix de l'électricité dans la région du nord-ouest Pacifique devraient être moins élevés qu'en 2018 puisque les prix de 2018 ont été touchés par des événements précis qui ne devraient pas se reproduire dans l'avenir. Les prix de l'électricité en Ontario devraient demeurer comparables aux prix de 2018.

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 Alberta, nous nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant de 2019 pour le charbon soient légèrement inférieurs à ceux de 2018 et que les coûts totaux du combustible soient inférieurs en raison d'une augmentation du niveau de cogénération avec le gaz naturel dans les unités marchandes.

Dans la région du nord-ouest Pacifique, notre mine du secteur Charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, 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 fluctuent en partie en fonction des prix du gaz. Le coût du combustible livré en 2019 devrait être comparable à celui de 2018.

La majeure partie de notre production à partir du gaz 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 2019, 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 nette pour 2019 devrait être moins élevée que celle en 2018, surtout en raison de la baisse de la dette. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée. De plus, la charge d'intérêts augmentera par suite de la mise en œuvre de l'IFRS 16. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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 1,0 milliard de dollars, dont 89 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.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance de notre plateforme d'énergies renouvelables.

Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		2019	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Prévision des dépenses		
Projet de parc éolien Big Level ²	214	84	130	T3 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim ³	97	25	72	T3 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	90	15	75	T4 2019	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 de Windrise	270	—	47	T2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW dans le cadre d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Total	671	124	324		

1) Représentent les montants engagés au 31 décembre 2018.

2) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 165 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 65 millions de dollars américains, et l'estimation du total des dépenses pour 2019, à 100 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en dollars américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 75 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 19 millions de dollars américains, et l'estimation du total des dépenses pour 2019, à 56 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux. Le projet demeure assujéti à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable.

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 composantes 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. Il ne comprend pas 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.

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 2017	Dépenses engagées en 2018	Dépenses prévues en 2019
Dépenses d'investissement courantes ¹	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	69	50	50 - 60
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	121	58	70 - 80
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	28	42	20 - 25
Contrats de location-financement	Paiements liés à des contrats de location-financement	17	18	20 - 25
Total des dépenses d'investissement de maintien		235	168	160 - 190
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	Indemnité d'assurance liée à l'incendie survenu au parc éolien de Wyoming et à l'équipement du secteur Charbon au Canada	–	(7)	–
Total des dépenses d'investissement de maintien		235	161	160 - 190
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	24	21	10 - 15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		259	182	170 - 205

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

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta en 2019 comprennent ce qui suit :

- Deux interruptions pour travaux d'entretien d'envergure prévues à l'unité 1 de la centrale de Keephills et à l'unité 4 de la centrale de Sundance dans notre secteur Charbon au Canada au cours des premier et deuxième trimestres de 2019
- Interruption importante à notre installation de Sarnia, dans notre secteur Gaz au Canada, prévue au deuxième trimestre de 2019
- Dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques
- Dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composantes planifiés

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 2019 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	500 - 550	400 - 450	900 - 1 000

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 1,0 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 la conjoncture économique.

Autre analyse consolidée

Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre de nos contrôles de surveillance, 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. En présence d'indicateurs de dépréciation, nous estimons 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 nos prévisions à long terme, 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.

UGT marchande de l'Alberta

En 2018, 2017 et 2016, l'incertitude persistait dans la province d'Alberta au sujet du Plan de leadership sur le climat du gouvernement, des paramètres futurs qui serviront à définir le marché de l'électricité de l'Alberta et des politiques fédérales sur la taxe carbone et les émissions de GES. En outre, les conditions économiques ont contribué au débordement de l'offre et à la faiblesse des prix du marché de 2015 à 2017. La Société a évalué si ces facteurs et les événements qui se sont produits vers la fin de 2016, dont il est question plus en détail ci-dessous, représentaient des indicateurs de dépréciation possibles pour son UGT marchande de l'Alberta. Compte tenu de la composition de cette UGT, la Société a établi qu'il n'existait aucun indicateur de dépréciation à l'égard de l'UGT marchande de l'Alberta. La Société n'a donc pas réalisé de test de dépréciation détaillé pour ces exercices, mais elle a procédé à une analyse de sensibilité pour ces facteurs pour tous les exercices afin de confirmer que l'excédent de la valeur recouvrable estimative par rapport à la valeur comptable nette était suffisant. L'analyse de l'UGT marchande de l'Alberta a démontré qu'elle comptait une réserve importante en 2018, 2017 et 2016 en raison de l'important portefeuille de la Société dans le secteur d'énergies renouvelables exploitées sur une base de production marchande dans la province.

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, pour laquelle il existe une importante réserve. 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 reflet 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'escompte 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, pour laquelle il existe une importante réserve. 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.

2016

Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. Relativement à cette vente, les actifs de Wintering Hills ont été comptabilisés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016. Comme il est exigé, la Société a soumis les actifs à un test de dépréciation avant de les classer comme étant détenus en vue de la vente. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en utilisant le prix d'acquisition du contrat de vente comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2016.

Frais de mise en valeur de projets

Au cours de 2018, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 23 millions de dollars 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 projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2018, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 720 millions de dollars (677 millions de dollars au 31 décembre 2017) et des garanties au comptant de 105 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2017). 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 et Provision pour frais de démantèlement et autres provisions.

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	28	15	13	11	12	157	236
Transport	9	10	6	4	3	—	32
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	158	160	27	24	24	95	488
Ententes de service à long terme	64	86	32	17	8	34	241
Contrats de location simple non résiliables ²	8	8	8	7	4	45	80
Dettes à long terme ³	130	486	91	947	141	1 439	3 234
Paiements sur le capital de l'obligation liée à des contrats de location-financement	18	16	9	5	5	10	63
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ⁴	161	152	129	123	84	694	1 343
Croissance	324	79	144	—	—	—	547
Projet de loi TransAlta Energy	6	7	6	6	6	—	31
Total	906	1 019	465	1 144	287	2 474	6 295

1) Les engagements liés à la centrale de Sheerness et à l'unité 3 de la centrale de Genesee pourraient subir les répercussions de l'élimination des émissions de centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030.

2) Comprend des montants aux termes de contrats permanents selon l'hypothèse de la continuité des activités de la Société.

3) Exclut l'incidence des instruments dérivés.

4) 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.

Dans le cadre du projet de loi TransAlta Energy 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 dans le secteur Charbon aux États-Unis 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 2018, la Société avait financé environ 33 millions de dollars américains de l'engagement.

Éventualités

Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. Une décision récente de l'AUC établit la méthode à utiliser rétroactivement, et il est maintenant possible d'estimer le total de l'exposition potentielle rétroactive de TransAlta pour sa capacité qui n'est pas visée par des CAÉ. L'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues étant de 15 millions de dollars, la Société a fait passer la provision de 7,5 millions de dollars à 15 millions de dollars en 2018.

Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec FMG. Le premier concerne la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement.

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.

Litige avec le Balancing Pool

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour un montant additionnel de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage.

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 de nos états financiers consolidés audités annuels de 2018. 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, et aux autres provisions. 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 de ces estimations comptables critiques avec notre comité d'audit 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

La Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15») le 1^{er} janvier 2018. La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats en cours à la date de première application. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»). 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 audités annuels de 2018. 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 renouvelables 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 cumulatif 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 l'on peut se fier à la mesure de simplification liée au moment de la facturation pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie. 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 de 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. 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 de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

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 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 le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques («bootstrap»), à l'aide de données d'entrée reposant 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 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 2018 a une incidence positive estimée totale de 150 millions de dollars (156 millions de dollars en 2017) et une incidence négative estimée totale de 150 millions de dollars (157 millions de dollars en 2017) 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 116 millions de dollars (130 millions de dollars en 2017) de l'incidence positive et une tranche de 116 millions de dollars (130 millions de dollars en 2017) 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 35 \$ US (25 \$ US à 34 \$ US au 31 décembre 2017) pour la période de 2019 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.

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 a subi une perte de valeur. 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, 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, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de l'installation. Des taux d'actualisation appropriés reflétant les risques spécifiques aux actifs faisant l'objet d'un examen sont utilisés dans le cadre des évaluations. 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 2018.

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 2018 et d'autres événements précis, diverses analyses ont été effectuées pour évaluer l'importance des indicateurs de dépréciation possibles. Se reporter à la rubrique «Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets différés 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 investissements. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. Une composante est une partie corporelle d'un actif qui peut être identifié séparément et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits 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 2018, le total de la dotation aux amortissements s'est élevé à 710 millions de dollars (708 millions de dollars en 2017; 664 millions de dollars en 2016), dont un montant de 136 millions de dollars (73 millions de dollars en 2017; 63 millions de dollars en 2016) est lié au matériel minier et a été inscrit au poste Combustible et achats d'électricité.

Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta mentionnée à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, nous

éliminerons d'ici la fin de 2030 les émissions des centrales alimentées au charbon. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables liées à certains actifs de charbon en Alberta a été ramenée à 2030. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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. 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.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel des exercices 2018, 2017 et 2016, 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 CAÉ et les autres contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si l'exécution de l'accord requiert l'utilisation d'un actif précis et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, 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 TransAlta, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

Impôts sur le résultat

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.

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. L'issue des vérifications possibles n'est pas connue, et leur incidence éventuelle sur les états financiers consolidés ne peut être déterminée.

Des actifs d'impôt différé de 28 millions de dollars (24 millions de dollars en 2017) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2018. Ces actifs se rapportent principalement à des reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes. 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.

Des passifs d'impôt différé de 501 millions de dollars (549 millions de dollars en 2017) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2018. Ces passifs se composent principalement d'impôts sur les profits latents sur les opérations de gestion du risque et de déductions fiscales en sus de l'amortissement connexe des immobilisations corporelles.

Avantages futurs du personnel

Nous offrons à nos employés des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi. Le coût de ces avantages dépend de nombreux facteurs qui tiennent compte des résultats réels et des hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Les obligations au titre des prestations de retraite futures 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 des immobilisations corporelles au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite de remettre la centrale ou 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 ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la Société par le marché.

Au 31 décembre 2018, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisée dans les états de la situation financière consolidés s'établissait à 407 millions de dollars (437 millions de dollars en 2017). En 2017, essentiellement en raison de l'entente sur l'élimination du charbon, les taux d'actualisation applicables à la provision pour frais de démantèlement du secteur Charbon au Canada et des activités minières ont été changés, pour utiliser les taux sur 5 ans à 15 ans. L'utilisation de taux d'actualisation moins élevés et à plus court terme accroît les passifs correspondants. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 1,60 à 2,10 %. Le montant et le calendrier des décaissements pour certaines centrales et activités minières du secteur Charbon au Canada ont aussi été revus, ce qui a donné lieu à une augmentation des passifs correspondants.

Nous estimons à environ 1 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler cette provision, montant qui sera engagé entre 2019 et 2073. La grande partie de ces coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Certaines des installations adjacentes à des activités minières n'ont comptabilisé aucune obligation liée au démantèlement. En effet, les obligations associées à ces installations ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

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	4
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état non actualisée	10	2

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 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.

Modifications comptables

Modifications comptables de l'exercice considéré

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Nous avons adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, le 1^{er} janvier 2018.

Nous avons choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés audités annuels de 2018 ne seront pas retraitées, et les produits des activités ordinaires des périodes comparatives continuent d'être présentés comme comptabilisés selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*. Au lieu de retraiter les produits des activités ordinaires des exercices précédents, nous avons comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme dans le déficit au 1^{er} janvier 2018. L'incidence cumulative de l'application à un contrat donné des exigences à l'égard de la composante financement importante de l'IFRS 15 a donné lieu à une hausse de 13 millions de dollars (déduction faite des impôts) du déficit, à une augmentation de 17 millions de dollars du passif sur contrat et à une diminution de 4 millions de dollars du passif d'impôt différé.

Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. Nous devons recourir à un tel ajustement à l'égard d'un contrat conclu avec un client. L'application des exigences relatives à la

composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

De plus, nous ne comptabilisons plus les produits des activités ordinaires (ou les coûts du combustible) liés à la contrepartie autre qu'en trésorerie pour le gaz naturel fourni par un client à l'une de ses centrales alimentées au gaz, puisque selon l'IFRS 15, nous n'obtenons pas le contrôle du gaz naturel fourni par le client. Cette modification n'a pas eu d'effet sur l'incidence cumulative de la première application telle qu'elle a été comptabilisée dans le déficit au 1^{er} janvier 2018.

La note 2 et la note 3, respectivement, de nos états financiers consolidés audités annuels de 2018 présentent une analyse plus détaillée de nos méthodes comptables en vertu de l'IFRS 15 et de notre adoption de l'IFRS 15.

IFRS 9, Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, nous avons adopté l'IFRS 9, qui introduit de nouvelles exigences en matière de :

- classement et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers;
- comptabilisation et évaluation de la dépréciation des actifs financiers;
- nouveau modèle de comptabilité de couverture.

Conformément aux dispositions transitoires de la norme, nous avons choisi de ne pas retraiter les états financiers comparatifs des périodes antérieures.

Selon les nouvelles exigences en matière de classement et d'évaluation, les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Le classement et l'évaluation sont fonction des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers et du modèle économique que suit l'entité pour gérer les actifs financiers. Les exigences en matière de classement des passifs financiers sont largement reprises. L'adoption des exigences de classification et d'évaluation de l'IFRS 9 n'a pas eu d'incidence directe sur la Société, mais elle a donné lieu à une augmentation de 1 million de dollars du déficit de TransAlta Renewables du fait de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de dépréciation pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Le modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues exige que les entités comptabilisent les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers à la date de comptabilisation initiale et qu'elles tiennent compte des variations des pertes de crédit attendues à chaque date de clôture afin de refléter les variations du risque de crédit. La correction de valeur pour pertes de l'actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir. La direction de la Société a examiné et évalué la dépréciation de ses actifs financiers existants en ayant recours à des informations raisonnables et justifiables conformément aux exigences de l'IFRS 9 afin de déterminer le risque de crédit des éléments respectifs à la date de leur comptabilisation initiale, et a comparé ce risque au risque de crédit au 1^{er} janvier 2018. Le risque de crédit n'a pas augmenté de façon importante par suite de l'application de l'IFRS 9.

Le nouveau modèle général de comptabilité de couverture vise à être plus simple et à mettre davantage l'accent sur la façon dont une entité gère ses risques et établit de nouvelles exigences en matière de tests d'efficacité axés sur le principe d'une relation économique et élimine l'exigence d'évaluer l'efficacité de la couverture de manière rétrospective. Les relations de couverture admissibles de la Société en vigueur au 1^{er} janvier 2018 étaient également admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de l'IFRS 9 et étaient donc considérées comme des relations de couverture maintenues. Aucun rééquilibrage des relations de couverture n'a été nécessaire le 1^{er} janvier 2018.

La note 2 et la note 3, respectivement, de nos états financiers consolidés audités annuels de 2018 présentent une analyse plus détaillée de nos méthodes comptables en vertu de l'IFRS 9 et de notre adoption de l'IFRS 9.

Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta mentionnée à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, nous éliminerons d'ici la fin de 2030 les émissions des centrales alimentées au charbon. Le 1^{er} janvier 2018, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains de ses actifs miniers afin de s'aligner sur ses plans de conversion du charbon au gaz. Par conséquent, la dotation aux amortissements comprise dans le poste Combustible et achats d'électricité a augmenté d'environ 38 millions de dollars. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables liées à certains actifs de charbon en Alberta a été ramenée à 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

Conformément à notre décision de mettre l'unité 1 de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018 (voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements), la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles amortissables de l'unité 1 de Sundance a été réduite de deux ans au cours du deuxième trimestre de 2017 pour la ramener jusqu'au 31 décembre 2017. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 26 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, nous avons prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué d'environ 4 millions de dollars.

Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que nous n'avons pas encore appliquées, comprennent :

IFRS 16, Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location*, qui remplace les indications actuelles de l'IFRS pour les contrats de location. Selon les indications, les preneurs sont tenus de déterminer si le contrat est un contrat de location-financement ou un contrat de location simple, selon certains critères. Les contrats de location-financement sont comptabilisés à l'état de la situation financière, tandis que les contrats de location simple ne le sont pas. En vertu de l'IFRS 16, les preneurs devront comptabiliser un passif lié au contrat de location et un actif au titre du droit d'utilisation pour pratiquement tous les contrats de location. De plus, la nature et le calendrier des charges liées aux contrats de location changeront, car l'IFRS 16 remplace les charges liées aux contrats de location-exploitation selon la méthode linéaire par les charges d'amortissement des actifs et les intérêts débiteurs sur les passifs relatifs aux contrats de location. Pour les bailleurs, la comptabilisation reste essentiellement inchangée.

L'IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. Au moment de la transition, TransAlta a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée à compter du 1^{er} janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

- Exemptions relatives aux contrats de location à court terme dont la durée résiduelle est d'au plus 12 mois au 1^{er} janvier 2019 et aux contrats de location dont l'objet sous-jacent est de faible valeur
- Exclusion des coûts directs initiaux aux fins de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de la première application
- Utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui renferme des options de prolongation ou de résiliation

- Ajustement de l'actif au titre du droit d'utilisation du montant au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires en vertu de l'IAS 37 immédiatement avant la date de la première application
- Évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement au contrat de location immédiatement avant la date de la première application

La Société a achevé en grande partie son évaluation des contrats de location simple existants. De l'avis de la Société, nous comptabiliserons l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative connexe découlant des contrats de location simple existants dans le cadre desquels nous sommes le preneur d'une somme variant de 42 millions de dollars à 52 millions de dollars. Ces modifications seront en partie contrebalancées par la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement et d'un passif au titre des contrats de location-financement, et une diminution nette du déficit, relativement à un accord contractuel comptabilisé comme un contrat de location-financement en vertu de l'IAS 17, qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16.

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.

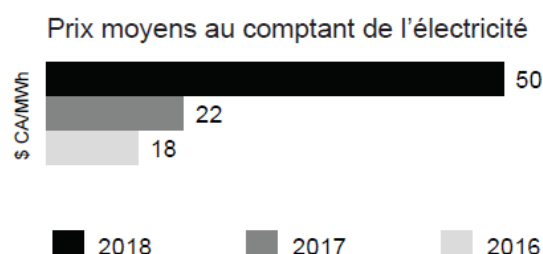
L'ajout de capacité provenant des énergies renouvelables a été solide au cours des derniers exercices en raison des incitatifs gouvernementaux. On prévoit que la nouvelle offre à court et à moyen terme proviendra surtout d'investissements dans des sources d'énergies renouvelables ainsi que dans la production 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 58 % de notre capacité installée brute est située en Alberta, et environ 50 % 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 Sheerness, les acheteurs initiaux les ayant résiliés en 2016.

Au quatrième trimestre de 2017, nous avons annoncé notre stratégie de mise à l'arrêt de certaines installations, ainsi que notre plan de conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz pour lesquels nous avons publié des mises à jour en décembre 2018. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

La production à partir du charbon vendue dans le cadre de 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'énergie et de services accessoires qui dépasse les obligations sur nos CAÉ de l'Alberta («demande de pointe d'hydroélectricité»). 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 augmenté d'environ 3 % de 2017 à 2018. La hausse de la demande s'est reflétée dans le prix moyen du pool, qui est passé de 22,19 \$/MWh en 2017 à 50,29 \$/MWh en 2018. L'augmentation du prix du pool est attribuable principalement à la hausse des coûts de conformité liés au carbone découlant de la production thermique. La hausse des prix a également eu une incidence positive sur notre portefeuille d'installations éoliennes et hydroélectriques marchandes.

En 2018, notre part de marché du contrôle de l'offre en Alberta était d'environ 22 % (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. De plus, nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta un protocole d'entente qui prévoit de collaborer et de coopérer à la mise en place d'un marché de capacité en Alberta qui veillera à ce que tant les producteurs d'électricité actuels que les nouveaux producteurs puissent jouir de règles du jeu économique plus équitables pour produire, vendre et acheter de l'électricité, et à ce qu'un cadre réglementaire soit défini en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon.

Nous nous attendons à engager des coûts de conformité additionnels en raison du cadre proposé par le gouvernement fédéral qui prévoit l'instauration d'une politique en matière de GES par chacune des provinces 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 3 à 6 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.

Conversion du charbon au gaz

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Le règlement final prévoit des dispositions particulières pour la conversion du charbon au gaz. Les règles concernant les unités converties permettront aux centrales converties de

fonctionner pour un certain nombre d'années après la fin de la durée de vie de l'unité prévue par les règlements sur le charbon, nombre d'années qui sera déterminé en fonction d'un test de performance unique au moment de la conversion.

Nous planifions la conversion au gaz des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills à partir de 2020 jusqu'en 2023. Les conversions fourniront une énergie concurrentielle, fiable et à faible coût au marché albertain et devraient bien les positionner dans le marché de capacité proposé. Nous prévoyons que la première vente aux enchères de capacité aura lieu en 2020 pour livraison en novembre 2021.

En juillet 2018, nous avons mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance, alors mise à l'arrêt, en raison de sa durée d'utilité plus courte que les autres unités, de son âge, de sa taille et des besoins en capital nécessaires à sa remise en service.

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 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. La croissance de la demande dans la région a été limitée, en plus d'être entravée par l'intérêt porté à l'efficacité énergétique.



Notre centrale alimentée au charbon peut efficacement rivaliser avec les centrales alimentées au gaz, bien que la baisse des prix du gaz qui a suivi l'expansion de la production de gaz de schiste en Amérique du Nord ait exercé une pression à la baisse supplémentaire sur les prix de l'électricité.

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 ou des acquisitions dans d'autres 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.

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 de TransAlta

Les principales catégories de capital de TransAlta, soit le capital financier, le portefeuille de production d'électricité, le capital humain, le capital intellectuel, le capital relationnel et social, et le capital naturel, sont décrites ci-dessous.

Capital financier

Au cours des derniers exercices, notre objectif était de bâtir notre souplesse financière en utilisant de multiples sources de financement pour repositionner notre structure de capital. Ces dernières années, toutes les agences de notation ont exercé des pressions sur nos titres d'emprunt non garantis. Nous avons réagi à ces pressions en prenant d'importantes mesures à partir de 2014 pour réduire notre dette et renforcer nos données financières.

En décembre 2015, Moody's a abaissé la note de nos titres d'emprunt non garantis de premier rang à Ba1 avec perspective stable. L'incidence financière directe de cette révision à la baisse a été limitée. En juin 2018, Moody's a révisé la perspective de sa note de crédit, la faisant passer de stable à positive. En 2018, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB- avec perspective stable, DBRS Limited a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme, soit BBB (faible), la note de crédit des actions privilégiées, soit Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB (faible) avec perspective stable, et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB- avec perspective négative. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables. 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 renforcement de la situation financière de la Société permet 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. Les risques associés à nos notes de crédit sont analysés à la rubrique «Risque de liquidité» du présent rapport de gestion.

Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2018		2017		2016	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	647	9	1 046	14	1 045	12
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	943	13	1 499	19	2 151	25
Facilités de crédit	174	2	–	–	–	–
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	28	–	31	–	39	–
Divers	11	–	13	–	15	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(16)	–	(294)	(4)	(290)	(3)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(27)	–	–	–	–	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ¹	(10)	–	(30)	–	(163)	(2)
Dette avec recours	1 750	24	2 265	29	2 797	32
Dette sans recours	469	6	208	3	245	3
Obligations au titre des contrats de location-financement	63	1	69	1	73	1
Total de la dette nette consolidée – TransAlta Corporation	2 282	31	2 542	33	3 115	36
TransAlta Renewables						
Facilité de crédit	165	2	27	–	–	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(73)	(1)	(20)	–	(15)	–
Dette avec recours	92	1	7	–	(15)	–
Dette sans recours	767	11	814	11	793	9
Total de la dette nette consolidée – TransAlta Renewables	859	12	821	11	778	9
Total de la dette nette consolidée	3 141	43	3 363	44	3 893	45
Participations ne donnant pas le contrôle	1 137	16	1 059	14	1 152	14
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	3 059	42	3 094	40	3 094	36
Actions privilégiées	942	13	942	12	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 004)	(14)	(710)	(9)	(525)	(6)
Total du capital	7 275	100	7 748	100	8 556	100

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation 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 renseignements.

Nous avons continué de solidifier notre situation financière en 2018 et nous avons réduit de près de 800 millions de dollars le total de notre dette nette consolidée depuis la fin de 2016 et avons amélioré la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

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 anticipé de nos débetures 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 pour un coût total de 23 millions de dollars

2017

- 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
- Rachat par anticipation de toutes les débetures sans recours en circulation de Canadian Hydro Developers Inc. («CHD»)

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

En 2016, 2017 et 2018, nous avons continué la mise en œuvre de notre stratégie d'emprunter des fonds garantis par nos flux de trésorerie contractuels et avons conclu les placements de titres d'emprunt suivants :

- Obligation sans recours d'un montant de 345 millions de dollars le 20 juillet 2018, dont le capital et les intérêts sont payables tous les semestres, venant à échéance le 5 août 2030, et garantie par les paiements que nous recevons en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon
- Obligation axée sur le projet de 260 millions de dollars le 2 octobre 2017, dont le capital et les intérêts sont payables trimestriellement, venant à échéance le 30 novembre 2033 et garantie par le parc éolien de Kent Hills
- Obligation sans recours d'un montant de 202,5 millions de dollars le 7 décembre 2016, dont le capital et les intérêts sont payables trimestriellement, venant à échéance le 31 décembre 2030, et garantie par notre contrat de location-financement de Poplar Creek
- Obligation sans recours d'un montant de 159 millions de dollars le 3 juin 2016, dont le capital et les intérêts sont payables tous les semestres, venant à échéance le 30 juin 2032, et garantie par notre projet éolien de New Richmond, au Québec

Ces mesures cadrent avec notre stratégie d'émettre des titres d'emprunt amortissables axés sur des projets afin de gérer de manière proactive les échéances de titres à venir.

Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 707 millions de dollars viendront à échéance. Nous prévoyons poursuivre notre stratégie de désendettement au cours des trois prochains exercices dans le cadre de notre plan de répartition équilibrée du capital.

Le raffermissement du dollar américain a augmenté nos soldes de dette à long terme de 76 millions de dollars au 31 décembre 2018. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte¹ 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	2018	2017
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) ¹ et créances au titre de contrats de location-financement	42	(43)
Couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	11	(45)
Couvertures économiques et autres	21	(18)
Non couvert	2	(7)
Total	76	(113)

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation 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 renseignements.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Au 31 décembre 2018, nous disposions de 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2017) de facilités de crédit consenties, dont un montant de 0,9 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars en 2017) était disponible. Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au 31 décembre 2018, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,3 milliard de dollars (néant au 31 décembre 2017) et à des lettres de crédit de 0,7 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2017). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,3 milliard de dollars venant à échéance en 2022, une facilité bancaire

consortiale consentie de TransAlta Renewables de 500 millions de dollars venant à échéance en 2022 et trois facilités de crédit bilatérales totalisant 240 millions de dollars venant à échéance en 2020.

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 KHWLP et de TransAlta OCP dont la valeur comptable s'élève à 1 235 millions de dollars (1 022 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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. 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 2019. Au 31 décembre 2018, un montant de 33 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 2018.

Fonds de roulement

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme, était de 439 millions de dollars au 31 décembre 2018 (101 millions de dollars en 2017). Notre fonds de roulement a augmenté d'un exercice à l'autre en raison principalement d'une baisse de la tranche de la dette à long terme à payer d'ici un an (l'an dernier, nous avions un billet de premier rang de 500 millions de dollars américains à rembourser). Si on exclut la tranche courante de la dette à long terme de 148 millions de dollars, l'excédent des actifs courants sur les passifs était de 587 millions de dollars au 31 décembre 2018 (848 millions de dollars au 31 décembre 2017), soit une diminution de 261 millions de dollars attribuable essentiellement à une baisse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des créances clients et autres débiteurs.

Capital social

Le rajustement de taux des actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A eu lieu en 2016 au taux d'intérêt nominal de 2 709 %. Comme le permettent les clauses des actions privilégiées, certains actionnaires ont choisi de convertir leurs actions en actions à taux variable. Par conséquent, 1 824 620 des 12 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A ont été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B. 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. Le taux des actions privilégiées de série G sera rajusté en 2019.

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

Aux	26 févr. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	284,6	284,6	287,9
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 2018, nous détenons une participation de 60,9 % (64,0 % au 31 décembre 2017) dans TransAlta Renewables. En 2018, notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ 12 millions d'actions ordinaires dans le cadre d'un placement par voie de prise ferme et d'environ un million d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous n'avons participé à aucune de ces émissions.

En 2017, la centrale de South Hedland a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017, et le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B détenues dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de participation en capitaux propres attribuables aux actions ordinaires dans TransAlta Renewables a augmenté pour passer de 59,8 % à 64 %.

En janvier 2016, nous avons conclu la vente à TransAlta Renewables d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia de 506 MW et de deux centrales alimentées à partir d'énergies renouvelables d'une capacité totale de 105 MW pour un produit de 540 millions de dollars. La contrepartie reçue de TransAlta Renewables comprenait un produit brut provenant d'un appel public à l'épargne visant 17 692 750 actions ordinaires au prix de 9,75 \$ par action pour un produit brut de 173 millions de dollars, 15,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables d'une valeur de 152 millions de dollars et 215 millions de dollars de débentures subordonnées non garanties convertibles en actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 13,16 \$ par action ordinaire à leur échéance le 31 décembre 2020. Le 9 novembre 2017, TransAlta Renewables a remboursé par anticipation la débenture moyennant le versement d'un montant global de 218 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 215 millions de dollars et des intérêts courus de 3 millions de dollars. En novembre 2016, la participation financière de TransAlta Renewables a été convertie en participation directe dans la centrale de Sarnia, la centrale de Ragged Chute et le parc éolien Le Nordais.

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 demeurons déterminés à maintenir notre participation d'actionnaire majoritaire et à agir comme promoteur pour TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

Nous détenons également 50,01 % de TA Cogen, qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel et une centrale alimentée au charbon, ou qui possède une participation dans ces centrales. En 2016, nous avons reconduit le contrat de notre centrale de cogénération de Mississauga, ce qui a entraîné un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, un amortissement accéléré de 46 millions de dollars et la comptabilisation d'une charge sur le combustible par suite de l'annulation de la désignation à titre de couvertures du gaz naturel de 14 millions de dollars. Les centrales de Mississauga, d'Ottawa, de Windsor et de Fort Saskatchewan sont détenues grâce à la participation de 50,01 % que nous détenons dans TA Cogeneration L.P. 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.

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	2018	2017	2016
Intérêt sur la dette	184	218	218
Produit d'intérêts	(11)	(7)	(2)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(9)	(16)
Perte au titre du rachat des obligations	24	6	1
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	13	18	19
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills	—	—	(10)
Divers ¹	15	(3)	(4)
Désactualisation des provisions	24	21	20
Charge d'intérêts nette	250	247	229

1) En 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 et un montant d'environ 7 millions de dollars est lié à la composante financement importante exigée en vertu de l'IFRS 15.

Bien que l'intérêt sur la dette ait diminué en raison de la baisse de la dette, la charge d'intérêts nette a augmenté en 2018 en raison de la prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars liée au rachat anticipé des 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 rachat anticipé de la débenture de 400 millions de dollars et d'une baisse des intérêts incorporés au coût de l'actif.

La charge d'intérêts nette a augmenté en 2017 par rapport à celle de 2016, en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de la prime de rachat comptabilisée pour le rachat anticipé des débentures de CHD, qui, ensemble, ont plus que contrebalancé la hausse du produit d'intérêts. En 2016, la reprise d'intérêts courus découlant de l'arbitrage de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills a réduit la charge d'intérêts.

Dividendes aux actionnaires

Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé la diminution de notre dividende sur actions ordinaires pour le faire passer de 0,72 \$ annuellement à 0,16 \$ annuellement. Cette mesure a été prise dans le cadre d'un plan visant à améliorer notre souplesse financière à long terme. 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 2018 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
	2 févr. 2018	1 ^{er} avr. 2018		31 mars 2018	0,04	0,16931	0,17889	0,25169
19 avr. 2018	3 juill. 2018	3 juill. 2018	0,04	0,16931	0,19951	0,25169	0,32463	0,33125
19 juill. 2018	1 ^{er} oct. 2018	30 sept. 2018	0,04	0,16931	0,20984	0,25169	0,32463	0,33125
10 oct. 2018	1 ^{er} janv. 2019	31 déc. 2018	0,04	0,16931	0,22301	0,25169	0,32463	0,33125
14 déc. 2018	1 ^{er} avr. 2019	31 mars 2019	0,04	0,16931	0,23073	0,25169	0,32463	0,33125

Participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 66 millions de dollars pour s'établir à 108 millions de dollars par rapport à celui de 2017. 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.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué de 65 millions de dollars par rapport à celui de 2016. Le résultat net a subi l'incidence négative de la dépréciation du placement de TransAlta Renewables dans les activités en Australie comptabilisée par suite de la vente de la centrale de Solomon à FMG et de la résiliation alléguée du CAÉ de South Hedland, ainsi que de la hausse de la charge d'intérêts nette attribuable à la hausse de l'encours des emprunts. Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a aussi eu une incidence sur le résultat net, puisque nous avons comptabilisé en résultat un profit de 191 millions de dollars en 2016.

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 orientations 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 2018. Nous avons atteint une disponibilité de 93 % dans ce secteur. Notre objectif pour la disponibilité de nos autres centrales (gaz et énergies renouvelables) était de 95 % en 2018. Dans le secteur Gaz au Canada, nous avons atteint 93 %, dans le secteur Gaz en Australie, 94 %, et dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, nous avons dépassé notre objectif, soit 95,4 %.

En 2018, 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 chiffré à 91,3 % (86,8 % en 2017; 89,2 % en 2016), en hausse par rapport à l'exercice précédent. La baisse du nombre d'interruptions et de réductions de la capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada et une hausse de la disponibilité dans le secteur Gaz au Canada attribuable à la baisse du nombre d'interruptions ont été contrebalancées en partie par l'incidence des interruptions et des réductions de la capacité non planifiées dans le secteur Charbon aux États-Unis au deuxième semestre de l'exercice.

Disponibilité ajustée

2018	91,3 %
2017	86,8 %
2016	89,2 %

Production (GWh)

2018	28 409
2017	36 900
2016	38 157

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a diminué de 8 491 GWh par rapport à celle de 2017. Cette diminution est principalement attribuable au secteur Charbon au Canada où la production a reculé de 8 229 GWh du fait essentiellement de la mise à l'arrêt et de la mise hors service de certaines unités de la centrale de Sundance. La production dans le secteur Charbon aux États-Unis a diminué de 104 GWh en raison du calendrier de l'optimisation de la répartition. La production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a également diminué de 92 GWh en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne en Alberta et aux États-Unis, en partie compensée par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Stratégie d'exploitation

Dans les secteurs de la production, nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration reflètent les coûts d'exploitation de nos centrales. Ces coûts peuvent fluctuer selon le calendrier et la nature des activités d'entretien planifiées et non planifiées. En 2017, nous avons lancé le projet Greenlight dans l'ensemble de l'organisation dans le but d'apporter des améliorations à l'échelle de la Société. Les économies réalisées dans le secteur Charbon au Canada, dans les activités minières et dans le secteur Gaz au Canada ont été annulées par la hausse des coûts dans le secteur Charbon aux États-Unis et Gaz en Australie. La hausse au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration est expliquée à la rubrique Résultats sectoriels aux fins de comparaison du présent rapport de gestion.

Le tableau qui suit présente nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison de la production au cours des trois derniers exercices :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison - production	405	412	396
Coûts du projet Greenlight inclus dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration :			
Charbon au Canada	(6)	(20)	—
Charbon aux États-Unis	(2)	(2)	—
Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité	(5)	(7)	—
Montant ajusté des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison - production	392	383	396

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. Les dépenses d'investissement de maintien comprennent également les investissements requis à la suite de l'inondation en Alberta en 2013, dont la plus grande partie a été recouvrée auprès de tiers.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Dépenses d'investissement courantes	50	69	83
Dépenses d'investissement liées aux mines	42	28	23
Entretien planifié d'envergure	58	121	148
Contrats de location-financement	18	17	16
Total des dépenses d'investissement de maintien	168	235	270
Dépenses d'investissement liées à la productivité	21	24	8
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	—	—	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	189	259	280
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	(7)	—	(1)
Montant net	182	259	279

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

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
GWh perdus¹	381	1 234	938

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 2018, le total des dépenses d'investissement de maintien a reculé de 67 millions de dollars par rapport à celui de 2017 et le total des dépenses d'investissement liées à la productivité a été inférieur de 3 millions de dollars par rapport à celui de 2017. Les dépenses d'investissement liées à la productivité se rapportent au financement de certaines initiatives de transformation du projet 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 3 de la centrale de Genesee, à l'unité 2 de la centrale de Centralia et à la centrale de Sarnia.

Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire aux États-Unis. Ces projets de parc éolien, dont la construction a commencé, consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes de crédit de Standard & Poor's d'au moins A+. L'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition ait lieu au début de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Projet du parc éolien de Kent Hills

En 2017, TransAlta Renewables a conclu un CAÉ de 17 ans avec Énergie NB en vue de la vente de toute l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills. Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service de la capacité supplémentaire, portant ainsi à 167 MW la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills.

Partenariat pour le gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater construira et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 Mpi³/j et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc Pioneer devrait fournir une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 90 millions de dollars. La construction du gazoduc a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième semestre de 2019. L'investissement de TransAlta est assujetti aux approbations réglementaires finales.

Projet éolien de Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien de Windrise de 207 MW a été choisi par l'AESO comme l'un des deux projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. Le projet de Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta. Le projet, qui fait l'objet d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO, devrait coûter environ 270 millions de dollars et devrait entrer en service au cours du deuxième trimestre de 2021.

Projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau

Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau produira de l'électricité propre et appuiera l'électricité propre dans la province d'Alberta. L'installation permettra de stocker de l'eau qui servira à produire de l'électricité au besoin ainsi que de l'électricité excédentaire en cas de baisse de la demande. Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau est une priorité pour nous pour les raisons suivantes : l'infrastructure est déjà en place, ce qui réduit le coût du projet et son empreinte environnementale, il est situé à proximité d'une infrastructure de transport existante et il permet d'accroître le développement des énergies renouvelables en assurant une production équilibrée par intermittence à partir de l'énergie éolienne et solaire.

Le projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau devrait offrir une nouvelle capacité maximale de 900 MW, ce qui portera la capacité totale de la centrale de 755 MW à 1 255 MW, à l'achèvement des travaux. Nous estimons que l'investissement se situera dans une fourchette de 1,5 milliard de dollars à 2,7 milliards de dollars. Au cours des neuf premiers mois de 2018, nous avons investi environ 2 millions de dollars pour faire avancer l'étude environnementale, travailler avec les parties prenantes et procéder à des travaux géotechniques en prévision des phases de conception et de construction. La poursuite du projet dépend de l'obtention d'un contrat à long terme.

En mai 2018, l'AESO a publié un rapport indiquant que le marché de l'Alberta n'avait pas besoin de capacité de production d'énergie renouvelable sur commande avant 2030. La valeur et l'avantage du projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau se feraient sentir bien au-delà de 2030. La Société est toujours d'avis que la production provenant de la réserve pompée devrait faire partie des futures demandes d'électricité en vertu du programme d'énergies renouvelables de l'Alberta. La Société ne dépense pas plus d'argent lié au développement pour le projet en ce moment, mais continuera de travailler avec les gouvernements pour trouver des mécanismes financiers appropriés permettant d'introduire des énergies renouvelables abordables, vertes et acheminables sur le marché afin de soutenir des émissions et des prix bas pour les clients de l'Alberta.

Projet Greenlight

Le projet Greenlight est un programme pluriannuel pour transformer la stratégie de la Société et sa mise en œuvre. Les unités fonctionnelles se concentrent à la fois sur l'amélioration des flux de trésorerie et sur la façon dont la Société offre une valeur durable.

Dans le cadre de ce programme, nous avons réalisé des projets qui ont rehaussé notre rendement en améliorant l'efficacité de la production et les tarifs de chauffage, en réduisant les coûts du combustible, en abaissant les émissions de GES et les coûts d'exploitation et d'entretien, en optimisant nos dépenses d'investissement, en évitant de nouveaux coûts, en réduisant les frais généraux et les coûts de financement, en améliorant notre fonds de roulement, en monétisant des actifs, en simplifiant les procédés et en réalisant des gains d'efficacité. Les économies de valeur ont été contrebalancées par les coûts des programmes et des projets de l'exercice en cours, constitués principalement de dépenses d'investissement. Nous estimons que les initiatives du projet Greenlight ont généré un montant net de 70 millions de dollars en marge brute, en charges liées au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et en économies en capital. Cela a permis une flexibilité financière pour de nouveaux investissements. Nous avons investi environ 16 millions de dollars (29 millions de dollars en 2017) dans ce programme et un montant additionnel de 21 millions de dollars (25 millions de dollars en 2017) en dépenses d'investissement liées à la productivité en 2018.

Profil contractuel

Environ 70 % de notre capacité pour les deux prochaines années est vendue dans le cadre de contrats à long terme. Exclusion faite des CAÉ de l'Alberta pour nos centrales hydroélectriques et alimentées au charbon, la majorité de ces contrats ont des échéances de plus de 10 ans. Au quatrième trimestre de 2017, nous avons conclu un contrat à long terme visant notre centrale alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020. Le contrat a une durée initiale de 10 ans. En 2016, nous avons conclu un contrat à long terme avec la centrale hydroélectrique Akolkolex en Colombie-Britannique, qui vient à échéance en 2045. La centrale de South Hedland est entrée en service le 28 juillet 2017 et fait l'objet de contrats jusqu'en 2042.

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 2018, nous avons un effectif de 1 883 employés (2 228 en 2017). Ce chiffre a diminué de 15 % au cours de 2017 à la suite d'une réduction des postes dans notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et de la mise en œuvre d'initiatives de restructuration visant à réduire les coûts et à accroître l'efficacité. Certains postes non comblés ont également été éliminés.

Nos employés étant syndiqués dans une proportion d'environ 50 %, 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 est fondée sur un héritage de plus de 100 ans de façons novatrices de générer de manière sécuritaire et responsable de l'électricité fiable et à prix abordable. En 2016, nous avons officialisé nos valeurs de base pour fournir une orientation stratégique claire à nos employés. Nous voulons que nos gens s'approprient nos valeurs de base, qui comprennent l'innovation, le respect, la loyauté, la responsabilité, l'intégrité et la sécurité. Nous les encourageons à relever des défis afin d'optimiser leur potentiel. Nous encourageons l'harmonisation avec nos valeurs et notre éthique de travail, qui reposent sur le leadership, la collaboration, le soutien à la collectivité, la croissance et l'équilibre entre la vie professionnelle et la vie personnelle.

Notre structure organisationnelle compte six niveaux, ce qui permet de soutenir le rythme et facilite la prise de décision. Nos activités fonctionnent selon un modèle axé sur les affaires, les secteurs Charbon et extraction minière, Gaz et énergies renouvelables, Australie, et Commercialisation et négociation de l'énergie représentant nos quatre grands secteurs d'activité. Notre secteur Siège social supervise nos activités et définit notre stratégie.

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 accroître la participation des femmes au sein de notre entreprise se reflète dans leur taux de participation au sein de notre conseil de direction et de notre conseil d'administration. Au 31 décembre 2018, les femmes représentaient 50 % de notre équipe de direction et 40 % de notre conseil d'administration, ce qui est bien supérieur au niveau atteint par nos pairs du secteur de l'électricité. L'Association canadienne de l'électricité a indiqué qu'en 2017, le pourcentage moyen de femmes au sein des conseils de direction et d'administration était respectivement de 25,5 % et 31,5 %. Cette proportion est également bien supérieure à celle visée par l'Accord Catalyst, signé par un certain nombre d'organisations de premier plan au Canada, qui sont toutes en faveur d'une représentation féminine cible de 30 % au sein des conseils de direction et d'administration d'ici 2022.

Exercices clos les 31 décembre	TransAlta (%)	Moyenne du secteur (%)	Objectifs de l'Accord Catalyst (%)
Nombre de femmes siégeant au conseil de direction	50	25	30
Nombre de femmes siégeant au conseil d'administration	40	31	30

Avantages du personnel

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 totale, qui inclut divers régimes d'intéressement conçus pour aligner le rendement sur nos objectifs annuels et à moyen terme déterminés annuellement par le conseil d'administration.

De même, la rémunération englobe divers régimes d'épargne-retraite. Nous offrons des régimes de retraite agréés au Canada et aux États-Unis, ainsi qu'un régime de retraite gouvernemental en Australie. 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, comprenaient un autre régime à prestations définies complémentaire pour les employés dont les revenus annuels dépassaient 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 des dirigeants a été ouvert le 1^{er} janvier 2016. Les dirigeants en poste au 31 décembre 2015 peuvent continuer

de participer au régime à prestations définies complémentaire. Le régime de retraite gouvernemental en Australie est obligatoire pour les employeurs, le taux de cotisation étant fixé par le gouvernement et correspondant actuellement à 9,5 % du salaire des employés.

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 acquis en 2013. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Les régimes de retraite à prestations définies sont capitalisés par la Société conformément à la réglementation en vigueur et aux évaluations actuarielles. 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. Le régime complémentaire de retraite n'est pas agréé et il est entièrement à la charge de la Société. Nous ne sommes pas tenus de le capitaliser, mais devons verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont exigibles.

Développement du talent et perfectionnement des employés

Le développement du talent et le perfectionnement des employés constituent un des piliers de la santé organisationnelle. En 2018, misant sur la formation donnée en 2017 à nos hauts dirigeants, nous avons étendu notre forum sur le leadership en matière de changement à nos gestionnaires. La formation de deux jours est axée sur la transformation organisationnelle et plus particulièrement sur les principales barrières au changement.

En 2018, nous avons mis en place un programme de leadership par les pairs d'une durée de six mois appelé Elevate et destiné à nos professionnels ou experts en la matière. Ce programme a été offert à 75 cadres intermédiaires en 2017. Le programme a pour objectif de stimuler le désir d'apprendre, de bâtir la confiance et l'influence, de miser sur le leadership basé sur les forces, de favoriser la transparence, de fournir de la rétroaction, et d'inspirer l'esprit d'équipe et l'innovation.

En plus du programme Elevate, en 2018, nous avons poursuivi notre programme de leadership de deux jours destiné à tous nos employés. Intitulé Execution Engine, le 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, tout en incarnant nos valeurs. 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 830 employés (ou 44 %) ont suivi ce cours. Les employés sont formés en gestion de projets (définition de l'idée, planification, résolution de problèmes et établissement des priorités), en communication efficace (présentations, réunions et courriels), sur les façons de tirer le meilleur de nos employés (mentorat, influence) et sur la santé (santé organisationnelle et résilience personnelle).

De plus, nous cherchons des moyens uniques d'exposer les employés à la transformation et à la perturbation de l'énergie. On encourage les employés à cibler le perfectionnement dans des domaines où l'on poursuit cet objectif. En 2018, nous avons envoyé 25 de nos employés à la conférence Energy Disruptors à Calgary, où Richard Branson a prononcé un discours. Forts de l'expérience des chefs de file mondiaux qui travaillent à la transition énergétique, les membres de ce groupe sont revenus pour intégrer des idées et des solutions à notre entreprise, dans le cadre de notre programme projet Greenlight.

Sécurité

La sécurité de nos gens, de nos collectivités et de l'environnement est l'une de nos sept valeurs de base. TransAlta exploite d'importantes installations complexes. Souvent, l'environnement dans lequel nous travaillons, notamment les hivers canadiens et la brousse australienne, constitue un autre défi dont il faut tenir compte pour assurer la sécurité de nos employés. La sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et de nos visiteurs est la plus importante de nos priorités au titre du rendement social. Chaque année, la sécurité fait de plus en plus partie intégrante de la culture de TransAlta. Chaque réunion de plus de quatre personnes commence par un volet sur la sécurité, ce qui nous permet de transmettre les procédures importantes en matière de sécurité à l'échelle de la Société.

Notre approche en matière de sécurité a été revue en 2015, année où nous avons recentré notre travail en matière de sécurité professionnelle sur la sécurité des processus. En collaboration avec ScottishPower, organisation reconnue pour sa performance exceptionnelle en matière de sécurité, nous avons lancé notre système de gestion totale de la sécurité. Ce système de gestion s'inspire de notre programme de sécurité au travail, Target Zero, qui est axé sur la protection de nos

travailleurs sur place au moyen d'équipement de protection personnel, d'inspections, de contrôles de sécurité, d'analyses de la sécurité au travail, d'évaluations des risques sur les sites et des communications en matière de sécurité. Notre système de gestion totale de la sécurité met l'accent sur la prévention des incidents liés à notre équipement et à nos processus, par la définition et l'évaluation de mesures de rendement et de limites d'exploitation essentielles pour la sécurité.

En 2018, la première année complète de mise en œuvre d'une transformation de la culture de sécurité au sein de notre secteur Charbon et extraction minière a été achevée. La majorité des employés du secteur Charbon au Canada ont reçu de nouveaux outils et de nouvelles capacités pour améliorer leur sécurité personnelle et celle de leurs collègues de travail. En outre, des améliorations ont été apportées parallèlement aux normes de sécurité, aux commodités, à l'entretien ménager et au leadership en matière de sécurité.

Cette combinaison d'initiatives a permis de progresser et d'obtenir des résultats. En 2018, notre taux de fréquence des blessures était de 0,54 (0,72 en 2017). Le taux de fréquence des blessures est défini comme le nombre de blessures (avec aide médicale ou arrêt de travail) par tranche de 200 000 heures travaillées. Notre objectif final est d'enrayer complètement les incidents causant des blessures, mais annuellement nous cherchons à nous améliorer par rapport à l'exercice précédent. Notre taux de fréquence des blessures cible pour 2019 est de 0,43, ce qui correspond à une diminution de 20 % par rapport à 2018.

En 2017, nous avons adopté un nouvel indicateur clé du rendement qui nous aidera à améliorer notre rendement en matière de sécurité. Le taux de fréquence totale des incidents fait le suivi du nombre total de blessures (avec aide médicale, arrêt de travail, travail restreint ou premiers soins) relativement au nombre d'heures travaillées. Les incidents avec premiers soins peuvent être mineurs, comme une coupure ou une égratignure, mais la sensibilisation aux incidents et la compréhension de ceux-ci peuvent s'avérer des sources de connaissances pour la prévention des incidents, et ainsi permettre aux employés d'éviter d'autres blessures. Notre taux de fréquence totale des incidents en 2018 était de 1,98, soit une amélioration de 44 % par rapport à 2017. Nous visons un taux de fréquence totale des incidents de 1,58 en 2019, soit une diminution de 20 % par rapport à 2017. Comme il est mentionné plus haut, notre objectif à long terme est un taux de zéro.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Taux de fréquence des blessures	0,54	0,72	0,85
Taux de fréquence totale des incidents	1,98	3,54	—

Le 29 décembre 2018, nous avons été avisés d'un incident qui a entraîné la mort d'un employé de Coalview Centralia LLC, qui exploite un projet de récupération de fines de charbon à la mine de Centralia. Coalview Centralia LLC est une société qui fournit des services de remise en état à TransAlta et n'est pas affiliée autrement à la Société. Nous sommes tous profondément attristés de cette situation et nos pensées et nos prières accompagnent les membres de la famille, les collègues et les amis touchés. La sécurité est une valeur fondamentale de TransAlta et nous poursuivons nos efforts quotidiens à rendre notre milieu de travail sécuritaire.

Chaque année, nous récompensons nos unités fonctionnelles pour leur leadership en matière de sécurité à l'occasion de la remise des prix du président. Cette année, le prix pour le leadership en matière de sécurité a été décerné à l'équipe responsable du portefeuille de centrales hydroélectriques, qui a atteint l'objectif zéro en 2018. En 2018, aucune assistance médicale n'a été fournie et aucune blessure n'a été signalée, malgré 145 000 heures d'exposition dans 27 centrales en exploitation. C'est une réalisation extraordinaire pour notre secteur Hydroélectricité qui est une source d'inspiration pour nos autres unités fonctionnelles.

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'énergie propre à faible coût, soutenue par nos valeurs internes et notre approche durable des affaires, nous aidera à continuer d'améliorer la reconnaissance de notre marque.

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	107
Gaz naturel	68
Charbon	68
Énergie éolienne	16
Énergie solaire	3

Innovation : développement des idées et gestion de projets

Nous croyons que les bouleversements sur le marché mondial sont la nouvelle norme et nous savons que si nous voulons être capables de nous adapter au rythme du changement et demeurer concurrentiels, nos processus doivent être agiles et nos employés doivent s'adapter et travailler plus efficacement et rapidement. Pour plus de détails sur notre investissement dans notre personnel, veuillez consulter «Développement du talent et perfectionnement des employés» dans la sous-rubrique «Capital humain» du présent rapport de gestion.

La preuve en est notre transformation interne en cours, appelée projet Greenlight, qui en est à sa troisième année depuis sa mise en œuvre. Ce projet est axé sur une innovation ascendante et nourrit une culture de génération d'idées et de développement des idées en projets avec des indicateurs clés de performance, des jalons et des dates d'exécution ou de livraison, ainsi qu'une gestion continue de projet pour en garantir la réussite. Lorsque nous échouons, nous générons, élaborons et testons de nouvelles idées. Depuis nos débuts, nous avons consacré beaucoup de temps à éduquer et à former nos employés pour qu'ils pensent différemment et qu'ils gèrent ensuite leur analyse de rentabilisation, de l'idée à la création de valeur durable. La troisième année est la dernière année du projet et nous prévoyons implanter le projet Greenlight au sein de l'entreprise en tant que processus continu.

Pour en savoir plus sur notre investissement dans notre personnel, veuillez consulter «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. Pour préciser le contexte, ces actifs ont été développés en même temps que l'automobile. 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 unique en son genre au Canada 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 de devenir 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 aux États-Unis, le projet éolien de Windrise de 207 MW en Alberta, le projet de développement solaire sur notre site minier remis en état à notre centrale de Centralia dans l'État de Washington et l'exploration hydraulique visant à accroître notre production.

Nous nous tenons au fait des dernières technologies de l'énergie qui ont le potentiel de bouleverser les marchés de l'énergie d'aujourd'hui et de demain. L'innovation est constante à une microéchelle chez TransAlta. Pour en lire davantage sur l'innovation au sein de TransAlta, visitez le site <http://www.transalta.com/about-us/innovation>.

De plus, 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 la valeur pour nos actionnaires et de maintenir la livraison d'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 (le «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. 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.

Programme sur l'intégrité opérationnelle

Notre programme sur l'intégrité opérationnelle a pour but d'intégrer le développement durable, plus particulièrement en matière de sécurité, dans la gestion d'actifs. Il s'agit d'un programme conçu pour assurer la sécurité des processus et de l'équipement par la compréhension et la surveillance des risques opérationnels importants et la mise en place de mesures d'atténuation. On peut le voir comme de la sécurité proactive. En 2017, nous avons mis en œuvre notre système de gestion de la sécurité, qui intègre nos travaux en matière de sécurité dans nos programmes existants de sécurité au travail. Nous observons un accroissement positif des déclarations volontaires et de la résolution des risques en matière de sécurité des processus à mesure que des campagnes de sensibilisation sont mises sur pied et que de nouveaux outils sont adoptés, comme en témoigne notre tendance en matière d'incidents liés à la sécurité, lesquels ont diminué en 2018, le taux de fréquence des blessures se chiffrant à 0,54 (0,72 en 2017). Il s'agit d'un des meilleurs rendements en matière de sécurité de notre histoire. Notre objectif est un taux de zéro, et notre programme d'intégrité opérationnelle est un outil éprouvé qui nous aidera à atteindre ce but.

Capital relationnel et social

Créer de la valeur partagée pour nos actionnaires est un élément clé du programme de stratégie d'une 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 meilleures relations avec

les Autochtones, les collectivités, les intervenants, les gouvernements, l'industrie et les propriétaires fonciers où nous exerçons nos activités.

Santé et sécurité du public

Nous cherchons à protéger la santé et la sécurité du public notamment en limitant l'accès physique à nos sites d'exploitation et en réduisant notre incidence sur l'environnement. Nous trouvons essentiel d'assurer la sécurité de nos employés ainsi que celle des gens et des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités.

Nous cherchons à atténuer les risques suivants :

- Préjudices corporels
- Dommages matériels
- Responsabilité accrue pour négligence
- Atteinte à la réputation et à l'intégrité organisationnelle

Nous surveillons constamment les émissions atmosphériques de nos centrales alimentées au charbon et au gaz. Nos grandes centrales alimentées au charbon ont des systèmes de surveillance continue des émissions en place, ce qui nous permet de nous assurer que le taux d'émissions de polluants est conforme aux seuils acceptés. Lorsqu'il y a violation des limites réglementaires, nous en informons les organismes de réglementation et menons une analyse pour en établir les causes profondes afin d'éviter que cette situation ne se reproduise. En 2018, nous avons eu deux cas de dépassement de la teneur en mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia et une fuite de NOx à notre centrale de Sundance. Tous les incidents ont été consignés par nos systèmes de surveillance et réglés rapidement par conséquent. Ces incidents ont tous été signalés aux organismes de réglementation et ont été jugés mineurs.

Il convient de noter que les installations alimentées au charbon captent actuellement 80 % des émissions de mercure et la majorité des émissions de particules fines. Ces émissions sont réputées nocives pour la santé, ce que nous admettons, et nous visons à les réduire au moyen du captage. Le risque d'incidence sur la santé lié aux émissions qui atteignent l'environnement est réduit en raison de l'emplacement de nos installations, qui sont situées loin des milieux urbains. Des études indépendantes datées du 19 novembre 2015 et menées par le Dr Warren Kindzierski, scientifique à l'Université de l'Alberta, à l'aide des données de surveillance du gouvernement provincial recueillies sur neuf ans, démontrent également qu'environ 10 % ou moins des particules fines dans le bassin d'air du plus grand milieu urbain situé près de nos installations, à Edmonton, peuvent être imputées aux émissions découlant de la combustion du charbon. La «signature» chimique des émissions pointait vers différentes sources en ce qui a trait aux préoccupations liées à la qualité de l'air à Edmonton, dont l'industrie locale, les véhicules et les foyers au bois.

En supposant des scénarios raisonnables de croissance et d'exploitation, nous prévoyons que les émissions de GES et de polluants atmosphériques futurs attribuables à nos actifs existants seront grandement réduites avec la mise en œuvre de notre stratégie de conversion du charbon au gaz. Les émissions de GES dues au charbon devraient être réduites d'environ 60 % ou 12 millions de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO₂»). Nous captions actuellement 80 % des émissions de mercure de nos centrales au charbon et les émissions de mercure seront éliminées après la conversion du charbon au gaz. Les émissions de particules fines et de dioxyde de soufre et la combustion de diesel seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables après la conversion du charbon au gaz. Nos émissions de dioxyde d'azote seront aussi réduites d'environ 50 %.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Nos efforts en cette matière visent principalement à respecter les principes d'engagement de TransAlta et à nous assurer que nous respectons nos engagements envers nos voisins autochtones. Nous nous efforçons d'établir et de maintenir des relations solides et d'établir des voies de communication efficaces qui permettent à TransAlta de partager de l'information sur ses activités et ses initiatives de croissance, de recueillir des commentaires pour guider la planification des projets et de comprendre les priorités et intérêts pour mieux répondre aux préoccupations.

Plus particulièrement, notre équipe de travail sur les relations avec les Autochtones continue de renforcer et d'améliorer les relations avec les Autochtones en ce qui a trait à l'emploi, au développement économique, à l'engagement communautaire et aux investissements.

Chaque année, TransAlta accorde sept bourses de 3 000 \$ pour les études postsecondaires et trois bourses de 1 000 \$ pour les étudiants dans le domaine des métiers spécialisés afin de soutenir la réussite des étudiants autochtones dans leurs programmes d'études. Les critères fixés par TransAlta pour accéder à la bourse comprennent tout programme d'études dont le but vise le bien-être des peuples et communautés autochtones. La bourse est ouverte à tous les candidats autochtones qui ont terminé leurs études secondaires. Dans le cadre d'ententes et d'engagements relationnels suivis, TransAlta diffuse l'information sur les postes offerts dans les collectivités autochtones et fournit aux sous-traitants les modalités d'inclusion des considérations relatives au contenu autochtone pour les initiatives d'approvisionnement.

En 2017, nous avons encore une fois obtenu la certification de niveau argent du programme Relations autochtones progressives de la part du Conseil canadien pour le commerce autochtone. La certification a lieu tous les trois ans. En 2016, nous avons lancé le programme de suivi STAR, qui permet d'effectuer un suivi des communications et sert d'outil de mesure des engagements. Grâce à ce programme, nous nous conformons à nos exigences de consultation des parties prenantes et des groupes autochtones, et produisons des rapports (notamment des rapports à l'intention des gouvernements) en témoignage de nos efforts de collaboration et de consultation.

En 2018, pour favoriser davantage l'accès à l'éducation, TransAlta a créé, avec le Southern Alberta Institute of Technology (SAIT), un programme destiné aux élèves autochtones qui ont besoin de cours de rattrapage au niveau secondaire pour pouvoir s'inscrire à un programme dans un métier spécialisé.

En 2017, nous avons appuyé un programme de leadership autochtone au Banff Centre for Arts and Creativity. Environ 250 dirigeants autochtones de plus de 120 communautés 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 39 bourses d'études grâce auxquelles des membres de communautés autochtones ont pu participer aux programmes et mettre à profit les connaissances ainsi acquises dans leurs communautés. Ces participants viennent de communautés à l'échelle de l'Alberta et de la Colombie-Britannique : les Premières Nations d'Alexis Nakota Sioux, Bearspaw, Chiniki, Enoch Cree, Ermineskin Cree, Fort McKay, Kainai, Montana, Paul, Piikani, Samson Cree, Siksika, Squamish, Tsuu T'ina et Wesley.

Relations avec les parties prenantes

Les relations sont importantes pour TransAlta. Inspirés par nos valeurs, nous cherchons à maximiser la création de valeur pour nos parties prenantes et pour TransAlta.

Parties prenantes de TransAlta

Quels que soient nos parties prenantes ou leurs représentants, notre objectif est d'agir dans l'intérêt supérieur de la Société et de créer une valeur financière, environnementale ou sociale pour nos parties prenantes et TransAlta. Les principaux groupes de parties prenantes sont essentiellement les actionnaires, les créanciers, les partenaires d'affaires, les entrepreneurs, les conseillers, les clients, les organismes communautaires, les employés, les gouvernements, les groupes autochtones, les organismes sectoriels ou professionnels, les médias, les ONG, les Affaires publiques et réglementaires, les résidents et les fournisseurs. Les parties prenantes comprennent aussi notre chaîne de valeur. Notre but est de créer de la valeur dans l'ensemble de cette chaîne par le développement de relations et de partenariats.

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.

Méthodes d'engagement

Afin de connaître du succès en affaires, nous entretenons un dialogue constant avec la plupart de nos parties prenantes, avec certaines davantage que d'autres. Par exemple, notre dialogue avec les clients est quotidien, itératif et prend plusieurs

formes, y compris les réunions (en personne, virtuelles et individuelles), les appels, les courriels, les infolettres et systèmes de rétroaction (boucles en ligne). C'est un dialogue à la fois proactif et réactif. Notre approche et notre but sont d'agir de façon proactive, c'est-à-dire de communiquer continuellement des messages et de l'information de façon transparente. Souvent, il nous faudra être réactif, comme en cas de plainte d'un client, et nous nous engageons à travailler rapidement et professionnellement à la résolution de ces plaintes grâce à un dialogue fondé sur nos valeurs. Nous travaillons ensuite à déterminer comment colmater les brèches qui pourraient mener à d'autres problèmes semblables selon notre approche proactive.

Une partie de nos activités est fondée sur la croissance que nous générons en aménageant ou en achetant de nouveaux actifs. Nous collaborons de façon proactive avec de nombreuses parties prenantes dans tous les territoires où nous exerçons des activités en Australie, au Canada et aux États-Unis afin de créer et d'entretenir des relations; évaluer les besoins et la pertinence; et trouver de nouvelles occasions de création de valeur collaboratives et durables.

Nous avons récemment terminé la construction de notre centrale à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le projet a duré quatre ans, du processus d'appel d'offres à l'activité commerciale. Ce sont l'engagement et la collaboration de parties prenantes qui ont permis d'aller de l'avant avec la construction et d'atteindre les critères de l'exploitation commerciale de la centrale. Nous avons récemment annoncé notre plan de transition du charbon au gaz, aussi rendu possible grâce à l'engagement collaboratif de parties prenantes. Ce plan comprend la signature d'un protocole d'entente avec le gouvernement de l'Alberta, qui souligne que le projet ne profitera pas seulement à TransAlta mais aussi à la province. Le projet de transition du charbon au gaz devrait permettre de réduire considérablement l'incidence environnementale du charbon (réduction de la pollution de l'air et des émissions de GES) tout en permettant la transition et l'ajout de 5 000 MW d'énergie renouvelable d'ici 2030.

Pour plus de détails sur l'engagement de nos parties prenantes, veuillez vous reporter à nos différents canaux sur les médias sociaux.

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 (notamment des rapports à l'intention des gouvernements) en témoignage de nos efforts de collaboration et de consultation. Il s'agit d'une application développée en interne sans coûts d'exploitation dans laquelle il est possible de définir différents niveaux d'accès à l'information. En outre, l'outil enregistre les courriels, les documents et les messages vocaux liés à tout projet, événement ou problème et les utilise pour la production de rapports. Il peut aussi produire toute une gamme de rapports statistiques présentant la fréquence et les volumes d'engagement liés à un projet, une partie prenante, un groupe de parties prenantes, un problème, ou des mots clés.

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 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, consultez 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 demander la tenue de réunions avec les membres du conseil et 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 <https://www.transalta.com/about-us/governance/shareholder-engagement-policy/>. 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 d'administration 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.

Clients

Au début de 2018, nous avons lancé nos nouveaux services d'énergie pour nos clients. Notre équipe de solutions pour les clients s'est associée à des fournisseurs d'énergie de premier plan pour aider les entreprises avec ce qui suit :

- La gestion de la consommation et du coût de l'énergie
- L'atténuation de l'exposition aux risques de cours de marché et aux volumes
- Initiatives de développement durable comme l'autoproduction d'électricité
- Le suivi des changements de conception des marchés, des signaux de prix et des mesures incitatives disponibles pertinentes

Les services d'énergie comprennent le solaire, les audits d'efficacité énergétique, la production décentralisée et l'automatisation des immeubles. 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 fait appel à Ivalua inc. pour optimiser la gestion mondiale de notre chaîne d'approvisionnement. Après un examen exhaustif des principaux fournisseurs, Ivalua a été choisie en raison de sa plateforme complète Source-to-Pay, de son architecture souple et de sa capacité générale à donner à TransAlta un avantage concurrentiel. Les principales valeurs auxquelles nous nous attendons sont une hausse de l'efficacité de la chaîne d'approvisionnement, une diminution des délais, une baisse des coûts et une amélioration du rendement des fournisseurs.

Nous continuons à présenter à nos unités fonctionnelles des conditions en matière de développement durable qu'elles peuvent inclure dans leurs ententes avec les fournisseurs. Par exemple, que les fournisseurs communiquent leurs politiques, leur stratégie et leur rendement en matière de développement durable; des systèmes documentés pour les conditions de travail; des systèmes de gestion environnementale; des rapports sur les manquements en matière d'environnement; des rapports sur les comportements anticoncurrentiels; des rapports sur la gestion des changements climatiques; la certification des produits par des tierces parties; et la démonstration d'investissements dans les collectivités. En outre, dans le cadre de l'évaluation de projets importants, nous évaluons les fournisseurs autant dans le cadre de l'appel d'offres que de 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 (cet élément fait partie du modèle d'appel d'offres)
- Le nombre estimatif d'employés issus des groupes autochtones locaux (cet élément fait partie du modèle d'appel d'offres)
- Une compréhension générale des investissements et de l'engagement dans les collectivités
- Une compréhension, grâce à des entrevues et à des travaux des parties prenantes, de l'état des relations avec les collectivités

De plus, au début de 2019, le conseil d'administration 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.

Collectivités locales

TransAlta crée de la valeur pour les collectivités locales en fournissant un service essentiel. Nous produisons de l'énergie fiable, économique et propre en Australie, au Canada et aux États-Unis.

Compte tenu de l'élimination progressive du charbon, les collectivités à proximité de nos centrales seront touchées puisque nous devons réduire considérablement notre effectif. Toutefois, notre projet de conversion des centrales au charbon en centrales au gaz nous permet de maintenir certains emplois aux centrales hydroélectriques beaucoup plus longtemps qu'il n'aurait été possible de le faire si les centrales avaient continué d'être alimentées uniquement au charbon. La production d'électricité et d'énergie a toujours été au cœur de l'économie de l'Alberta; par conséquent, tout changement apporté au secteur doit tenir compte de nos collectivités. Grâce à la conversion, les recettes fiscales des paliers municipaux, provinciaux et fédéraux soutiendront ces collectivités. TransAlta défend fermement un plan de transition énergétique intelligent et à long terme en Alberta afin d'éviter autant que possible les interruptions et les incidences économiques négatives, d'offrir du soutien pour la remise en valeur des centrales, et de fournir des fonds pour le perfectionnement professionnel et la diversification économique de la province.

Investissements dans les collectivités

En 2018, TransAlta a remis 2,4 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,6 millions de dollars en 2017). Un de nos plus importants investissements dans les collectivités est la campagne Centraide au Canada et aux États-Unis. Cette année, les employés, retraités et entrepreneurs de TransAlta et la Société ont recueilli plus de 1,1 million de dollars pour Centraide.

En 2018, nous nous sommes intéressés à l'éducation des jeunes et nous avons atteint nos objectifs de remettre 0,75 million de dollars en investissements dans la collectivité pour cette cause. Nous comptons parmi nos partenariats l'Université de Calgary, le Southern et le Northern Alberta Institute of Technology, l'Université Mount Royal, le Banff Centre for Arts and Creativity (bourses du leadership autochtone), l'école à chartre Mother Earth Children pour les enfants autochtones (de la maternelle à la neuvième année), le Stampede de Calgary (jeunes Canadiens de 7 à 18 ans), des bourses d'études à l'échelle du Canada et des États-Unis destinées aux Autochtones (études professionnelles postsecondaires ou universitaires), et l'Alberta Council for Environmental Education.

Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé un investissement dans la collectivité de 55 millions de dollars américains sur 10 ans au titre de projets de promotion de l'efficacité énergétique, d'expansion économique et de développement de la collectivité, et de formation et de perfectionnement dans l'État de Washington. L'investissement de 55 millions de dollars américains dans la collectivité fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill* adopté en 2011 (le «projet de loi TransAlta Energy»). 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.

Capital naturel

Nous continuons d'accroître la valeur financière des activités liées au capital naturel et environnemental tout en réduisant notre empreinte carbone. Le BAIIA aux fins de comparaison de la production d'énergie renouvelable s'est chiffré à 322 millions de dollars en 2018 (289 millions de dollars en 2017). Nos produits provenant des crédits d'émission de carbone se sont établis à 21,6 millions de dollars en 2018 (27,7 millions de dollars en 2017). En outre, en 2018, 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	2018	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison lié à la production d'énergie renouvelable	322,0	289,0	277,0
Produits tirés des crédits d'émission de carbone	21,6	27,7	29,0
Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	20,8	29,9	30,7

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 de jouer un rôle important dans la satisfaction des besoins énergétiques dans le cadre de la transition vers les énergies propres. Nous planifions la conversion au gaz naturel de nos unités alimentées au charbon en Alberta à partir de 2020 jusqu'à 2023.

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 notre électricité à bas prix. 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, mentionnons les systèmes de gestion de l'environnement, les incidents environnementaux et les déversements, l'utilisation de terrains, l'utilisation de l'eau et la gestion des déchets.

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 d'éliminer leur occurrence, et en suivant constamment notre programme d'intégrité opérationnelle. En ce qui concerne la gestion de la biodiversité, nous voulons établir une collecte solide des données pour la recherche environnementale afin d'avoir des bases solides sur le plan scientifique du milieu naturel entourant nos installations et de surveiller étroitement l'air, la terre et l'eau dans ces secteurs pour déceler et réduire les impacts éventuels.

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 les émissions dans 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 d'administration 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

Au cours des dix derniers exercices, nous avons ajouté environ 1 200 MW en capacité d'énergie renouvelable. Plus de 1 000 MW ont été consacrés au développement de l'énergie éolienne, et nous sommes aujourd'hui un chef de file dans ce secteur. 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, 21 MW au Massachusetts, et nous continuons à chercher des possibilités de développer et d'exploiter l'énergie solaire. Notre production provenant des énergies renouvelables en 2018 a compensé l'équivalent d'environ 2,9 millions de tonnes d'éq. CO₂ ou l'élimination d'environ 620 000 voitures des routes en 2018.

Crédits compensatoires de carbone

En 2018, 200 MW de notre capacité éolienne en Alberta pouvaient générer des crédits compensatoires à raison de 30 \$ la tonne d'éq. CO₂. Les produits annuels générés par ces crédits compensatoires variaient entre 10 et 15 millions de dollars. En 2019, conformément aux règles liées au nouveau règlement *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* de l'Alberta, notre capacité admissible à produire des crédits compensatoires sera accrue pour inclure la capacité additionnelle de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. Nous prévoyons donc que les produits tirés de ces crédits compensatoires augmentent d'environ 25 millions de dollars en 2019.

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 d'améliorer grandement notre rendement environnemental. L'utilisation d'énergie, les émissions de GES, les émissions atmosphériques, la production de déchets et l'utilisation de l'eau devraient grandement diminuer. La conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz devrait éliminer la totalité des émissions de mercure, la majorité des émissions de dioxyde de soufre («SO₂») et réduire considérablement nos émissions de dioxyde d'azote («NO_x»).

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 19 ans; par conséquent, nos systèmes sont à la fine pointe et nous en maîtrisons la gestion. Nous n'avons plus la certification ISO 14001 pour les centrales au charbon en Alberta, mais celles-ci continueront d'observer les meilleures pratiques selon les systèmes de gestion de l'environnement en place. Seulement deux de nos centrales ne sont pas exploitées entièrement selon la norme ISO 14001 en raison d'ententes commerciales (nous ne sommes pas le principal exploitant), mais ces centrales ont tout de même des systèmes de gestion de l'environnement.

Incidents environnementaux et déversements

Nous avons déclaré sept incidents environnementaux significatifs en 2018 (cinq incidents en 2017), ce qui est inférieur à notre objectif de neuf. Nous classons dans cette catégorie les cas importants de violation ou de non-conformité aux règlements ou de dépassement des limites dans les approbations d'exploitation de société qui ont donné lieu ou qui auraient pu être susceptibles de donner lieu à des mesures d'application de la réglementation. Nous avons connu cette année encore un excellent rendement, ce qui reflète notre amélioration continue en matière de suivi, de signalement et d'identification des dangers potentiels. Cinq de nos incidents se sont produits dans nos centrales au charbon et deux dans nos centrales au gaz. Aucun de ces incidents n'a eu de retombées importantes sur l'environnement.

Voici les incidents environnementaux par type de combustible :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charbon	5	5	13
Gaz et énergies renouvelables	2	—	3
Total des incidents environnementaux	7	5	16

En 2018, les types d'incidents étaient principalement de nature réglementaire, c'est-à-dire que nous avons commis des infractions mineures à des exigences réglementaires établies. Parmi ces infractions, mentionnons deux dépassements de la teneur en mercure à notre centrale au charbon de Sundance, un dépassement de la teneur en dioxyde d'azote à notre centrale au charbon de Sundance, le défaut d'aviser adéquatement l'organisme de réglementation de la présence de terre végétale non récupérée, conformément à la condition d'approbation 3.2.1 de l'EPEA, à notre mine de Sunhills, et un pH dépassant la valeur du séparateur huile/eau à notre centrale au gaz de Sarnia. Nous avons également eu deux rejets, un de liquide et un de gaz, soit le déversement de l'eau de drainage secondaire à notre mine de Sunhills et un rejet de réfrigérant à notre centrale au gaz d'Ottawa. Tous les incidents ont été gérés conformément à nos systèmes de gestion de l'environnement et réglés rapidement. Nous continuons d'apporter des améliorations et notre cible pour l'ensemble de la Société en 2019 est de cinq incidents ou moins. 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.

Les déversements de TransAlta sont généralement des déversements d'hydrocarbure, qui se produisent dans des environnements à faible incidence et sont presque toujours contenus et récupérés. Il est extrêmement rare que nous fassions face à d'importants déversements qui ont une incidence sur l'environnement. Les déversements qui se produisent et que nous devons divulguer sont habituellement juste au-dessus des limites réglementaires acceptables et sont toujours traités en tenant compte du facteur temps. Le volume estimatif des déversements en 2018 a été de 5 m³ (15 m³ en 2017).

Émissions atmosphériques

En 2018, les émissions atmosphériques ont diminué considérablement par rapport aux niveaux de 2017. Cette diminution est attribuable à une réduction importante de la production d'énergie à partir du charbon à notre centrale au charbon de Sundance et à une augmentation du niveau de cogénération avec le gaz naturel à nos unités marchandes. Les émissions de SO₂ ont diminué de 47 %, les émissions de NO_x de 37 %, les émissions de particules de 62 % et les émissions de mercure de 41 %. Ces réductions reflètent les commentaires que nous avons formulés dans notre rapport intégré annuel de 2017, dans lequel nous indiquions que nous réduirions considérablement nos émissions atmosphériques dans le cadre de notre projet de conversion de deux unités alimentées au charbon à la centrale de Sundance, en Alberta, et des trois unités alimentées au charbon à la centrale de Keephills, en Alberta, en unités alimentées au gaz à partir de 2020 jusqu'en 2023.

Nous continuons de capter 80 % des émissions de mercure à nos centrales au charbon et, en 2025, à l'ère post-charbon, les émissions de mercure seront éliminées. Les émissions de particules fines et de SO₂ seront aussi pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables à l'ère post-charbon. Les émissions de NO_x seront aussi réduites à des niveaux de moins de 20 000 tonnes par an.

Nous sommes sur la bonne voie et gardons le cap pour atteindre notre objectif de réduction des émissions de SO₂ de 95 % d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit nos émissions de SO₂ de 72 %. 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. En 2018, nous avons révisé notre objectif de réduction des NO_x pour le faire passer de 95 % à 50 % d'ici 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.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Dioxyde de soufre (tonnes)	19 300	36 200	39 600
Dioxyde d'azote (tonnes)	28 000	44 400	48 400
Particules fines (tonnes)	7 800	14 500	13 800
Mercure (kilogrammes)	70	110	130

Eau

Nous utilisons l'eau principalement pour le refroidissement et la production de vapeur dans les centrales alimentées au charbon et au gaz, et pour la production d'hydroélectricité. Généralement, TransAlta extrait entre 220 millions et 240 millions de m³ d'eau pour l'ensemble de ses centrales. En 2018, nous avons utilisé 245 millions de m³ d'eau et retourné à la source environ 208 millions de m³. L'eau provient principalement de rivières pour lesquelles nous détenons des permis d'extraction de l'eau et nous nous conformons aux règlements en matière de qualité de l'eau. Nous déversons ou retournons à la source environ 70 % de l'eau, ce qui est conforme aux niveaux de qualité réglementaires qui existent dans les divers endroits où nous menons nos activités. La différence entre extraction et déversement, qui représente la consommation, est principalement attribuable aux pertes découlant de l'évaporation.

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	2018	2017	2016
Eau utilisée	245	213	239
Eau retournée à la source	208	172	197
Consommation d'eau totale	37	41	42

Les secteurs où les risques liés à l'eau sont les plus élevés sont l'est de Perth dans nos centrales alimentées au gaz à cycle simple en Australie-Occidentale, et le sud de l'Alberta, dans nos centrales hydroélectriques. Nous surveillons et gérons les risques liés à l'eau dans les territoires à l'est de Perth où nous exerçons nos activités. 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 à l'étape de la remise en état (phase achevée à 35 %), et 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 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 2018, nous avons remis en état 28 acres (11 hectares) à notre mine de Highvale, ce qui est inférieur à notre objectif de 74 acres (30 hectares). Cette situation est attribuable aux conditions météorologiques qui ont limité la quantité de terre végétale remplacée. Le remplacement de la terre végétale est l'étape finale des travaux de remise en état. Nous avons réaffecté des ressources à d'autres étapes des travaux de remise en état (comme le nivellement du terrain) pour nous rapprocher de l'étape finale des travaux dans les prochaines années, ce qui nous permet de suivre notre plan de remise en état à long terme. La mine de Centralia n'est plus activement utilisée comme centrale alimentée au charbon, mais les activités de remise en état se poursuivent. En 2018, nous avons remis en état 113 acres (46 hectares) de terre. Depuis 1991, plus de 3 000 acres de terres ont été remises en état et environ 1,7 million de semis ont été plantés dans le cadre des travaux de remise en état.

En 2016, nous avons mis hors service le parc éolien de Cowley Ridge, la première centrale éolienne commerciale au Canada, qui avait été construite en 1993 et qui a atteint la fin de sa vie en 2016. Dans le cadre de ce processus, notre équipe des centrales éoliennes a recyclé ce qui suit :

- 54 tours pesant plus de 9 000 kilogrammes («kg»)
- 61 nacelles, qui abritent les composantes de la turbine, pesant 10 000 kg
- 19 transformateurs pesant plus de 4 000 kg
- 32 000 litres de pétrole

Nos initiatives de recyclage ont permis de détourner près de 1 200 000 kg de déchets du site d'enfouissement. Cette opération a été réalisée de façon sécuritaire, et la valeur générée par les composantes recyclées s'est établie à environ 0,15 million de dollars. L'opération reflète les valeurs d'innovation et de sécurité chères à TransAlta, tout en ayant une incidence environnementale positive pour nos activités.

Déchets

En 2018, nos activités ont généré environ 1,3 million de tonnes de déchets. Les volumes de déchets sont tous essentiellement non dangereux. Seulement 0,1 % des volumes de déchets sont des matières dangereuses. En 2018, seulement 0,1 % des déchets ont été envoyés à la décharge. Sur les 99,9 % de déchets restants, 56 % ont été retournés à la mine (cendres provenant de la combustion du charbon), 43 % ont été réutilisés et les 0,3 % restants ont été recyclés.

Nos déchets de réutilisation ou déchets de sous-produits sont revendus sur les marchés. 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 utilisons également le soleil pour produire de l'électricité. En plus des sources de combustion, nous faisons également le suivi du carburant utilisé par les véhicules et de l'énergie utilisée par 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

société productrice d'énergie, nous sommes naturellement à la recherche de solutions d'optimisation et de création d'efficacités pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie. La conversion du charbon au gaz est l'une des façons novatrices que nous avons l'intention d'utiliser pour réduire considérablement notre utilisation d'énergie et notre empreinte environnementale, tout en produisant de l'électricité de façon fiable et à faible coût pour nos clients de l'Alberta.

Le tableau qui suit présente notre utilisation d'énergie (en millions de gigajoules). Aux fins de comparaison, l'énergie utilisée a baissé de 30 % par rapport à 2017, du fait du retrait de centrales alimentées au charbon et de la baisse de la production à partir du charbon à notre centrale de Sundance. La conversion du charbon au gaz permettra de réduire considérablement notre utilisation d'énergie puisque le gaz requiert moins d'énergie pour produire un MWh.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charbon	309,8	447,4	469,1
Gaz et énergies renouvelables	48,6	49,4	59,2
Siège social	0,1	0,1	0,1
Total de l'utilisation d'énergie	358,5	496,9	528,4

Conditions météorologiques

Les phénomènes météorologiques exceptionnels peuvent avoir une incidence sur nos activités et entraîner des risques. Entre autres, sur 12 mois, les variations normales des vents, de l'ensoleillement, des quantités de précipitations et des températures entraînent différents niveaux de risques liés aux volumes selon le carburant utilisé par chaque centrale, les événements à l'extérieur des paramètres de nos installations entraînent un risque lié au matériel, et les variations des températures peuvent entraîner un risque lié au prix des produits de base et avoir une incidence sur la demande de chauffage ou de climatisation des clients. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion pour une analyse plus approfondie sur chaque risque et notre stratégie de gestion connexe.

Au cours des cinq derniers exercices, certaines fluctuations par rapport aux schémas de conditions météorologiques prévus ont eu une incidence négative sur nos résultats financiers annuels :

- L'inondation de 2013 dans le sud de l'Alberta a perturbé nos activités d'exploitation hydroélectrique et nous a obligés à engager des coûts importants en travaux de réparation. Nos pertes ont été en grande partie couvertes par les assurances.
- 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 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 changements climatiques. Notre rapport sur les changements climatiques est fondé sur les recommandations du Groupe de travail du Conseil de stabilité financière («CSF») sur les informations à fournir relativement aux changements climatiques. Les paragraphes qui suivent expliquent notre gestion, notre rendement et notre leadership en ce qui a trait aux incidences 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/>.

Gouvernance

Le niveau le plus élevé de surveillance des répercussions des changements climatiques sur les activités commerciales se situe au niveau de notre conseil d'administration, plus particulièrement le comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable et le comité d'audit et des risques du conseil. Les répercussions des changements climatiques sur les activités sont évaluées trimestriellement par notre équipe de direction et font l'objet d'un rapport à ces deux comités du conseil d'administration, selon le cas.

Stratégie

Notre objectif est de devenir un leader de l'énergie propre d'ici 2025. Pour réaliser cette vision, nous poursuivons nos objectifs stratégiques, comme la croissance des énergies renouvelables et du gaz, tout en réduisant considérablement les émissions de nos centrales au charbon en misant sur la conversion du charbon au gaz et en mettant hors service des centrales alimentées au charbon.

Notre objectif est de réduire nos émissions de GES de 19,7 millions de tonnes d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2015, tout en nous efforçant d'accroître la production à partir d'énergies renouvelables et du gaz. Notre modélisation montre que notre objectif nous dirige, dans de nombreux scénarios, vers l'établissement d'objectifs basés sur la science, ce qui fait ressortir la résilience de notre entreprise à 2 degrés de réchauffement climatique. 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.

Conformément à notre stratégie d'entreprise, nos unités d'affaires cherchent constamment à améliorer l'efficacité énergétique, à élaborer des portefeuilles de crédits compensatoires pour réduire les émissions à des coûts concurrentiels et à mettre au point des technologies de combustion propres.

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 et de fournir de l'électricité à faible coût et fiable aux Albertains, tout en réduisant l'incidence sur l'environnement des centrales alimentées au charbon.

La diversification de notre portefeuille d'actifs de production d'énergies renouvelables illustre bien notre investissement et notre croissance à cet égard. Nous exploitons actuellement une capacité de plus de 2 200 MW en production d'hydroélectricité, d'énergie éolienne et d'énergie solaire. Nous sommes l'un des plus importants producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus important producteur d'hydroélectricité en Alberta. La production à partir d'énergies renouvelables en 2018 nous a permis d'éviter l'émission d'environ 2,9 millions 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. Pour plus de renseignements sur la gouvernance et les risques, se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Gestion du risque

Les risques et les possibilités sont déterminés à l'échelle des unités fonctionnelles et des fonctions de la Société (relations avec les gouvernements, réglementation, échange de quotas d'émission et développement durable). De plus, les risques et les possibilités sont surveillés au moyen de nos processus de gestion des risques à l'échelle de la Société et font l'objet d'une gestion active sur une base prioritaire. Comme il est indiqué ci-dessus, les risques et les possibilités sont examinés par notre équipe de direction tous les trimestres, et un rapport est soumis au comité de gouvernance, de la sécurité et du développement durable et au comité d'audit et des risques du conseil, selon le cas.

Le tableau qui suit présente les risques ou occasions en matière de changements climatiques relevés qui ont été évalués et intégrés dans les activités.

Risque ou occasion	Approche de la direction
Politique	TransAlta appuie la réglementation et la tarification intelligentes du carbone qui stimulent la croissance économique et assurent la certitude des investissements. Nous avons aussi fait preuve de coopération et de collaboration quant aux politiques sur les changements climatiques, tout en nous assurant de protéger la valeur pour nos employés et nos actionnaires. En font foi notre entente sur l'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta, totalisant 524 millions de dollars, et notre protocole d'entente visant la conversion au gaz de centrales au charbon. Pour des mises à jour concernant la politique en matière de changements climatiques, se reporter à la sous-rubrique «Capital naturel : Mise à jour sur la réglementation et la conformité» du présent rapport de gestion.
Tarification du carbone	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 marchés du carbone grâce à la production de crédits d'énergie renouvelable ou de crédits compensatoires et grâce à notre fonction d'échange de quotas d'émission, qui cherche à marchandiser le carbone et à en tirer profit.
Nouvelle technologie	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 2 200 MW. Nous avons récemment annoncé la mise en valeur de trois projets de parc éolien d'une capacité totale de plus de 330 MW de capacité future.
Adaptation et atténuation	Selon notre stratégie d'énergie propre, nos nouveaux investissements doivent répondre à des normes en matière d'énergie propre afin d'atténuer le risque potentiel futur lié aux politiques et à la tarification du carbone. Notre objectif est que la totalité de notre capacité de production nette provienne de centrales au gaz ou aux énergies renouvelables d'ici 2025. Notre plan de conversion du charbon au gaz en Alberta constitue une mesure d'adaptation dans le cadre de la politique en matière de changements climatiques. L'utilisation des infrastructures existantes réduit considérablement les dépenses d'investissement en comparaison avec la construction de nouvelles installations au gaz et permet de réduire d'environ 15 \$ le MW la tarification du carbone (en supposant un prix du carbone de 30 \$ par tonne). Notre nouvelle centrale alimentée au gaz de South Hedland a été conçue pour pouvoir s'adapter. L'installation affichera une intensité des émissions de GES parmi les meilleures de sa catégorie et elle utilisera moins d'eau que les centrales alimentées au gaz traditionnelles, puisqu'elle compte sur des tours de refroidissement à sec, par opposition aux tours de refroidissement humides normales, lesquelles utilisent beaucoup d'eau. 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.
Stress hydrique	Nos centrales thermiques ont besoin d'eau pour fonctionner. La plupart de nos centrales thermiques sont situées dans des environnements de faible stress hydrique. Nos activités faisant face au plus important stress hydrique sont celles de Sarnia, mais en raison de la nature de la centrale, 98 % de l'eau est recyclée. Il s'agit d'une centrale de cogénération. Pour toutes nos centrales alimentées au charbon, nous détenons des permis pour pomper l'eau dans des régions de faible stress. En Australie, nous achetons de l'eau pour nos activités, de sorte que même si elles se trouvent dans des endroits reculés, elles ne sont pas aux prises avec un stress hydrique. L'achat d'eau nous permettra de minimiser le stress hydrique local, en cas de besoin. Le risque de hausse des coûts d'exploitation attribuable à l'eau en Australie est bas puisque nos activités thermiques ne sont pas de grande taille.

Émissions de gaz à effet de serre

En 2018, selon nos estimations, 20,8 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,77 tonne par MWh (29,9 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,86 tonne par MWh en 2017) ont été émises dans le cours normal des activités d'exploitation. Notre importante réduction des émissions de GES est le résultat des fermetures de centrales alimentées au charbon et de la réduction de la production d'énergie au charbon à notre centrale de Sundance, en Alberta, et de l'augmentation du niveau de cogénération avec le gaz dans les unités marchandes alimentées au charbon. En particulier, nos réductions d'émissions en 2018 ont contribué à l'atteinte de notre objectif de 2021 de réduction des émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2015, soit 32,2 millions de tonnes d'éq. CO₂. Cet objectif a été atteint bien avant la date prévue et s'inscrit dans notre transition vers une énergie propre.

Les données de 2018 sont des estimations fondées sur les meilleures données disponibles au moment de la production du rapport. Les GES comprennent la vapeur d'eau, le CO₂, le méthane, l'oxyde d'azote, les hexafluorures de soufre, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives est constituée d'émissions de CO₂ provenant de sources de combustion fixe. 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.

Le tableau qui suit présente nos émissions de GES en millions de tonnes de CO₂ :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charbon	18,3	27,4	27,7
Gaz et énergies renouvelables	2,4	2,5	3,0
Total des émissions de GES	20,8	29,9	30,7

Nos émissions totales de GES comprennent des émissions des champs d'application 1 et 2. Selon le *Protocole des GES*, les émissions de GES d'une société sont réparties entre trois champs d'application : les émissions du champ d'application 1 sont des émissions directes de sources sous contrôle de la société ou contrôlées par elle. Les émissions du champ d'application 2 sont des émissions indirectes découlant de la production d'énergie achetée. Les émissions du champ d'application 3 sont toutes des émissions indirectes (non comprises dans le champ d'application 2) qui sont liées à la chaîne de valeur de la société déclarante, y compris les émissions en aval et en amont. En 2018, les émissions du champ d'application 1 estimatives étaient de 20,6 millions de tonnes d'éq. CO₂ et celles du champ d'application 2, de 0,2 million de tonnes d'éq. CO₂. Nous estimons que nos émissions de GES du champ d'application 3 sont de l'ordre de 6 millions de tonnes.

Le rendement futur en matière d'émissions de GES diminuera à mesure que nous mettrons des centrales hors service ou que nous convertirons des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et que nous augmenterons notre portefeuille de production à partir d'énergies renouvelables et du gaz, tout en optimisant notre portefeuille existant. 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 9,1 millions de tonnes, ce qui représente une réduction de 35 %.

Voici les faits saillants de notre bilan à long terme en matière de réduction des émissions de GES depuis 2005 et de nos émissions prévues en 2030.

Exercices clos les 31 décembre	2030	2018	2005
Total des émissions de GES	12,5	20,8	41,9

En 2018, TransAlta a maintenu sa note dans le cadre du rapport sur les changements climatiques du Carbon Disclosure Project. Notre note globale est de B, en avance sur nos pairs pour ce qui est de la présentation de l'information, la gestion, la performance et le leadership en matière d'émissions de carbone. En 2017, les Comptables professionnels agréés Canada («CPA Canada») ont souligné le fait que nous sommes la seule parmi 75 entreprises au Canada qui présentent de l'information sur les changements climatiques dans tous ses documents : la notice annuelle, le présent rapport de gestion et la circulaire de sollicitation de procurations. Notre rapport intégré de 2016 a été retenu parmi les finalistes pour le Prix d'excellence en information d'entreprise de CPA Canada. Les juges de CPA Canada ont souligné le caractère exceptionnel de l'information que nous avons présentée sur les changements climatiques.

Réglementation régionale et conformité

La législation touchant les changements climatiques continuera d'avoir une incidence sur nos activités. Nous collaborons avec les gouvernements et le public pour élaborer des cadres de travail appropriés pour soutenir notre entreprise, protéger l'environnement et promouvoir le développement durable. Nous demeurons engagés à nous conformer aux exigences législatives et réglementaires et à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement.

Les modifications qui seront apportées dans l'avenir à la réglementation sur les émissions de carbone pourraient avoir un effet défavorable important sur notre Société. Comme il est mentionné à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle et à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences liées aux émissions de carbone et à d'autres facteurs environnementaux ainsi qu'aux modifications aux obligations découlant de ces exigences, lesquelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

Gouvernement fédéral du Canada

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entrée en vigueur le 21 juin 2018. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a instauré un prix national sur les émissions de GES. Le prix débutera à 20 \$ la tonne d'éq. CO₂ pour les émissions en 2019, augmentera de 10 \$ par année, pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022.

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 – Ontario, Manitoba, Nouveau-Brunswick, Saskatchewan, Île-du-Prince-Édouard, Yukon et Nunavut. Ce mécanisme comporte deux volets : une 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 est une norme basée sur l'intensité selon laquelle les grands émetteurs doivent respecter une norme de rendement d'intensité des émissions par unité de production propre à un secteur. L'intensité des émissions d'un grand émetteur par unité de produit doit respecter la norme de rendement de l'intensité STFR de son secteur. Si l'intensité des émissions de la centrale est inférieure ou supérieure à la norme de rendement, la centrale générera des crédits de carbone ou des obligations en matière de carbone correspondant à la différence entre la norme de rendement de l'industrie et l'intensité des émissions de la centrale réglementée.

Règlement fédéral 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 du règlement, 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 règles concernant les unités converties permettront aux centrales de fonctionner pour un certain nombre d'années après la fin de la durée de vie de l'unité prévue par les règlements sur le charbon, nombre d'années qui sera déterminé en fonction d'un test de performance unique au moment de la conversion. Pour nos unités, ces règles devraient nous accorder de huit à dix ans supplémentaires d'exploitation pour chacune des unités.

Règlement fédéral 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.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta. Le gouvernement s'est maintenant largement acquitté de ses engagements en adoptant des mesures législatives à cet égard :

- L'élimination de la production à partir du charbon d'ici 2030
- La création du Renewable Energy Program («REP») pour respecter l'engagement selon lequel les énergies renouvelables représenteront 30 % du réseau électrique de l'Alberta d'ici 2030. En vertu du REP, l'exploitant du réseau, l'AESO, est chargé d'exécuter les processus d'approvisionnement pour les volumes d'énergie renouvelable approuvés par le gouvernement. À ce jour, l'AESO a lancé trois demandes de propositions distinctes qui ont donné lieu à des contrats d'une durée de 20 ans pour environ 1 360 MW de projets d'énergie éolienne. Ces projets devraient être intégrés au réseau entre 2019 et 2021.
- Le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* («CCIR») remplace l'ancien règlement sur les grands émetteurs, le *Specified Gas Emitters Regulation* («SGER»), qui est passé d'une norme de conformité propre à une centrale à une norme de conformité de rendement de produit ou de secteur.
- Une taxe carbone a été introduite sur la plupart des émissions de carbone non visées par le CCIR.

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du SGER au CCIR. En vertu du 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. À l'heure actuelle, le gouvernement provincial a annoncé que le prix du carbone demeurera à 30 \$/tonne d'éq. CO₂ à l'avenir et qu'il n'augmentera pas jusqu'à l'augmentation prescrite par le gouvernement fédéral, soit de 40 \$/tonne d'éq. CO₂ en 2021 et de 50 \$/tonne d'éq. CO₂ en 2022; toutefois, le gouvernement fédéral pourrait augmenter ce prix en vertu de son examen de l'équivalence des programmes. La norme de performance du secteur de l'électricité a été fixée à 370 tonnes d'éq. CO₂ par GWh, mais diminuera au fil du temps. Tous les actifs d'énergie renouvelable qui recevaient des crédits aux termes du SGER continueront 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 aux termes des normes précédentes pourront maintenant participer aux termes du CCIR et recevoir des crédits de carbone jusqu'à concurrence de la norme de performance du secteur de l'électricité à perpétuité. Lorsque prendra fin la norme de crédits des projets éoliens aux termes du SGER, ces projets pourront aussi participer au CCIR et recevoir des crédits jusqu'à concurrence de la norme de rendement pour le reste de leur vie utile.

Colombie-Britannique

À compter du 1^{er} avril 2018, la Colombie-Britannique a haussé son taux de taxe sur le carbone 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.

BC Hydro a indiqué qu'il n'y aura pas de contrats additionnels pour les projets d'énergie renouvelable des producteurs indépendants d'électricité dont la capacité dépasse 15 MW. Elle a également suspendu l'achat d'énergie dans le cadre de son Standing Offer Program pour les petits projets d'une capacité maximale de 15 MW en attendant un examen du programme.

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.

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 des prix sur les GES qui soient en harmonie avec la loi fédérale. Le 23 octobre, le gouvernement fédéral a annoncé que le programme fédéral serait mis en œuvre en Ontario le 1^{er} janvier 2019. Les petits émetteurs seront assujettis à une taxe carbone et les grands émetteurs, dans les industries visées, dont les émissions annuelles de GES sont supérieures à 50 000 tonnes d'éq. CO₂, seront assujettis au RTFR. L'Ontario est maintenant assujettie à la taxe sur le carbone de soutien du gouvernement fédéral pour les petits émetteurs et au RTFR pour les grands émetteurs.

Le 29 novembre 2018, le gouvernement de l'Ontario a dévoilé une nouvelle politique sur les changements climatiques intitulée *Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures* : un plan environnemental conçu en

Ontario. Le plan vise à faire en sorte que la province continue de travailler à l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Le plan s'engage à élaborer des normes de performance en matière d'émissions afin d'obtenir des réductions de la part des grands émetteurs et cite le RTFR de la Saskatchewan à titre d'exemple. Le gouvernement a indiqué qu'il mènera des consultations et élaborera le programme en 2019. Les particularités du plan relatif au secteur de l'électricité n'ont pas encore été définies et devraient l'être dans le cadre du processus d'élaboration du programme.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a adopté une loi pour mettre en œuvre le Fonds de réduction des émissions (le «FRE»). Le FRE de 2,55 milliards de dollars australiens est la pièce maîtresse de la politique du gouvernement australien et fournit un cadre politique 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 entrera 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.

Région du nord-ouest Pacifique

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.

Performance en matière de développement durable de 2018

Communications avec les parties prenantes et création de valeur

L'information contenue à la présente rubrique cherche à mettre en évidence notre capacité de créer de la valeur pour les investisseurs, les parties prenantes et la Société à court, moyen et long terme. La sélection de l'information et des mesures clés présentées dans ce rapport intégré et la divulgation en bonne et due forme de toute l'information en matière de développement durable suivent un processus d'évaluation de l'importance relative, qui cible les principaux secteurs d'impact pour nos parties prenantes. Nous prêtons ensuite une attention soutenue à la communication de l'information sur ces secteurs clés.

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.

Objectifs en matière de développement durable de 2018			
	Aspects financiers	Résultats	Commentaires
1. Maintien de notre note de crédit de première qualité	Atteindre et maintenir notre note de crédit de première qualité	Atteint en partie	TransAlta conserve une note de crédit de première qualité auprès de trois agences de notation : S&P (BBB-), perspectives négatives; DBRS (BBB faible), perspectives stables; et Fitch (BBB-), perspectives stables.
2. Accent accru sur les fonds provenant des activités d'exploitation et le BAIIA	Obtenir un BAIIA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités d'exploitation de l'ordre de 1 000 à 1 050 millions de dollars et de 750 à 800 millions de dollars, respectivement ¹	Atteint	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le BAIIA ajusté aux fins de comparaison s'est établi à 988 millions de dollars et les fonds provenant des activités d'exploitation se sont fixés à 770 millions de dollars. Le BAIIA aux fins de comparaison a été ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. En outre, le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation ont été ajustés afin d'exclure le montant de 157 millions de dollars lié à la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance puisqu'il n'était pas inclus dans les objectifs.
1) Représente nos perspectives révisées. Compte tenu de notre solide rendement au premier trimestre de 2018, nous avons révisé les objectifs de 2018 suivants : 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 fonds provenant des activités d'exploitation qui était de 725 millions de dollars à 800 millions de dollars est maintenant de 750 millions de dollars à 800 millions de dollars.			
	Capital humain et intellectuel	Résultats	Commentaires
3. Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux de fréquence des blessures de moins de 0,53	Majoritairement atteint	Même si nous avons manqué notre objectif de peu, nous avons enregistré l'un des taux de fréquence des blessures parmi les plus bas de notre histoire. Le taux de fréquence des blessures était de 0,54 % en 2018, une amélioration de 25 % par rapport à 2017.
	Obtenir un taux total de fréquence des incidents de moins de 2,83	Atteint	En 2018, notre taux total de fréquence des incidents était de 1,98 %, une amélioration de 25 % par rapport à 2017.
4. Ressources humaines	Maintenir un taux de roulement volontaire du personnel sous les 8 %	Non atteint	Le taux de roulement volontaire s'est établi à 20 % en 2018. Nous cherchons à maintenir un taux de roulement volontaire ou d'attrition inférieur à 8 %, ce qui est considéré comme un bon taux. Comme nous sommes en pleine transition du charbon au gaz, les emplois se transforment et nous faisons face à d'importants défis en matière de rétention du personnel.

	Capital humain et intellectuel	Résultats	Commentaires
5. Appuyer le perfectionnement des employés	Poursuivre les plans de perfectionnement pour tous les employés à fort potentiel aux trois premiers échelons de l'entreprise	Atteint	En 2018, nous avons mis en place un programme de formation en leadership de six mois (dirigé par des pairs) appelé Elevate et destiné à nos employés à fort potentiel aux trois premiers échelons de l'entreprise. Le programme avait pour objectif de stimuler le désir d'apprendre, de bâtir la confiance et l'influence, de miser sur le leadership basé sur les forces, de favoriser la transparence, de fournir de la rétroaction, et d'inspirer l'esprit d'équipe et l'innovation.
	Capital naturel	Résultats	Commentaires
6. 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 9	Atteint	Sept incidents importants liés à l'environnement ont été signalés en 2018, mais aucun n'a eu de répercussions importantes sur l'environnement. Ce chiffre est inférieur à notre objectif de neuf, mais représente une augmentation de 40 % par rapport au résultat de 2017.
7. Accroissement de la superficie des mines remise en état	Remplacer la terre végétale à la mine de Highvale au rythme de 74 acres par année	Non atteint	En raison des conditions météorologiques, la terre végétale n'a pas été remplacée entièrement conformément à notre objectif. La terre végétale constitue la dernière étape de la remise en état et malgré les contraintes météorologiques, nous avons réussi à remplacer la terre végétale sur 28 acres. Nous avons plutôt réaffecté les ressources à d'autres étapes des travaux, comme le nivellement du sol, afin de nous rapprocher le plus possible de l'étape finale de la remise en état. Dans l'ensemble, nous avons réduit les dépenses liées à la remise en état de 2,1 millions de dollars et avons continué de progresser vers la réalisation de notre plan de remise en état à long terme.
9. Réduction des émissions atmosphériques	Réduire de 95 %, par rapport aux niveaux de 2005, les émissions de NOx et SO ₂ des centrales alimentées au charbon de TransAlta d'ici 2030	En voie de réalisation	Nous sommes bien engagés et sur la voie d'atteindre notre objectif de réduire de 95 % les émissions de SO ₂ et de NOx d'ici 2030. Depuis 2005, nous avons réduit les émissions de NOx de 58 % et de SO ₂ de 72 %. En 2018, nous avons réduit les émissions de NOx d'environ 16 000 tonnes et les émissions de SO ₂ de 17 000 tonnes, par rapport aux niveaux de 2017.
10. Réduction des émissions de GES	a) Notre objectif est de réduire le total des émissions de GES en 2021 pour le ramener à 30 % en deçà des niveaux de 2015, conformément à un engagement à l'égard des objectifs de développement durable des Nations Unies.	Atteint	Nous avons atteint cet objectif en 2018, avec une bonne avance sur notre objectif pour 2021. En 2018, nous avons réduit les émissions d'environ 9,1 millions de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2017, du fait de la réduction de la production d'électricité au charbon à la centrale de Sundance et de la cogénération à nos installations marchandes alimentées au charbon.
	b) Notre objectif est de réduire le total des émissions de GES en 2030 pour le ramener à 60 % en deçà des niveaux de 2015, conformément à notre engagement envers les objectifs de développement durable des Nations Unies et le seuil des 2 degrés Celsius pour lutter contre le réchauffement climatique.	En voie de réalisation	Nous sommes bien engagés et sur la voie d'atteindre notre objectif de réduire de 60 % les émissions de GES d'ici 2030. Depuis 2015, nous avons réduit les émissions de 36 %. En 2018, nous avons réduit les émissions d'environ 9,1 millions de tonnes d'éq. CO ₂ par rapport aux niveaux de 2017.

	Capital relationnel et social	Résultats	Commentaires
11. Soutien à une éducation de qualité offerte aux jeunes	Soutenir l'accès équitable à tous les niveaux du système d'éducation pour les jeunes et les Autochtones	Atteint	TransAlta présente un programme de bourse destiné aux Autochtones visant à soutenir l'éducation des peuples autochtones en favorisant la poursuite d'études postsecondaires et l'apprentissage de métiers. La bourse de TransAlta encourage la poursuite d'études pouvant contribuer au bien-être des groupes autochtones. La bourse s'adresse à tous les candidats autochtones qui ont terminé leurs études secondaires. TransAlta, en collaboration avec SAIT, a également créé un programme qui vise à combler l'écart en éducation pour les Autochtones en apportant un soutien aux étudiants autochtones qui en ont besoin.
<i>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».</i>	Affecter une tranche des investissements d'environ 0,75 million de dollars à la formation destinée aux jeunes.	Atteint	Nos investissements dans les collectivités ont soutenu l'Université de Calgary, le Southern et le Northern Alberta Institute of Technology, l'Université Mount Royal, The Banff Centre (bourses du leadership autochtone), l'école à charte Mother Earth Children pour les enfants autochtones (de la maternelle à la neuvième année), le Stampede de Calgary (jeunes Canadiens de 7 à 18 ans), des bourses d'études à l'échelle du Canada et des États-Unis destinées aux Autochtones (études professionnelles postsecondaires ou universitaires) et l'Alberta Council for Environmental Education.
12. Amélioration des meilleures pratiques internes en matière de collaboration avec les Autochtones	Élaborer des documents sur le développement durable et la collaboration avec les Autochtones en vue de les intégrer aux programmes de perfectionnement du leadership de TransAlta	Atteint	Nous avons préparé une présentation à l'intention de tous nos employés qui expose des faits historiques et des concepts de base en matière de collaboration avec les Autochtones. La même présentation sera utilisée par la Schulich School of Engineering en 2018 dans le cadre d'un de ses cours d'éthique.
	Général	Résultats	Commentaires
13. TransAlta sera un leader en production d'énergie propre d'ici 2030	D'ici 2022, nous convertirons six unités de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.	En voie de réalisation	En 2018, nous avons exercé notre option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui relie le complexe de Tidewater de la rivière Brazeau aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Notre investissement est assujéti à l'approbation des autorités de réglementation.
<i>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».</i>	D'ici 2025, 100 % de la capacité de production nette à l'échelle des actifs de la Société proviendra d'installations alimentées au gaz et aux énergies renouvelables.	En voie de réalisation	En 2018, nous avons poursuivi nos plans de conversion du charbon au gaz et avons annoncé de nouveaux projets de croissance des énergies renouvelables. Se reporter aux sections ci-dessus et ci-après pour plus de détails.
	Nous continuerons de chercher de nouvelles occasions de faire croître notre portefeuille d'actifs d'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire totalisant 2 265 MW.	Atteint	En 2018, nous avons annoncé la mise en place de trois projets de parc éolien totalisant une capacité de production d'énergie renouvelable supplémentaire de plus de 320 MW. Les projets comprennent un parc éolien de 90 MW en Pennsylvanie (É.-U.), un parc éolien de 29 MW au New Hampshire (É.-U.) et un parc éolien de 207 MW en Alberta (Canada).

Général	Résultats	Commentaires
Nous continuerons d'explorer la viabilité de l'expansion de la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau grâce à l'ajout d'une réserve pompée de 900 MW – doublant notre capacité hydroélectrique en Alberta.	Non atteint	En mai 2018, l'AESO a publié un rapport indiquant que le marché de l'Alberta n'avait pas besoin de capacité de production d'énergie renouvelable sur commande avant 2030. La valeur et l'avantage du projet d'installation de réserve pompée à la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau se feraient sentir bien au-delà de 2030. La Société est toujours d'avis que la production provenant de la réserve pompée devrait faire partie des futures demandes d'électricité en vertu du programme d'énergies renouvelables de l'Alberta. La Société ne dépense pas plus d'argent lié au développement pour le projet en ce moment, mais continuera de travailler avec les gouvernements pour trouver des mécanismes financiers appropriés permettant d'introduire des énergies renouvelables abordables, vertes et acheminables sur le marché afin de soutenir des émissions et des prix bas pour les clients de l'Alberta.

Objectifs de performance en matière de développement durable de 2019

Nos objectifs de performance en matière de développement durable pour 2019 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 :

	Capital humain et intellectuel	État du rendement annuel
1. Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux de fréquence des blessures de moins de 0,43	Amélioration de 20 % par rapport au rendement de 2018 (0,54)
	Obtenir un taux total de fréquence des incidents de moins de 1,58	Amélioration de 20 % par rapport à la cible de 2018 (1,98)
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	Amélioration de 44 % par rapport à la cible de 2018
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	Augmentation de 57 % par rapport à la cible de 2018 (70 acres)
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 NOx de TransAlta d'ici 2030	Révision de la cible des émissions de NOx afin de s'aligner sur la stratégie de conversion du charbon au gaz et les estimations de croissance des volumes de gaz
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 «incorporer 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).	Conforme à la cible de 2018

	Capital relationnel et social	État du rendement annuel
<p>6. Soutien à une éducation de qualité offerte aux jeunes</p> <p>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».</p>	<p>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</p>	<p>Conforme à la cible de 2018</p>
	Général	État du rendement annuel
<p>7. TransAlta sera un leader en production d'énergie propre d'ici 2025</p> <p>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».</p>	<p>Convertir au moins deux unités alimentées au charbon à la centrale de Sundance, en Alberta, et de trois unités alimentées au charbon à la centrale de Keephills, en Alberta, en unités alimentées au gaz à partir de 2020 jusqu'à 2023</p> <p>Viser que d'ici 2025, 100 % de notre capacité de production nette proviendra d'énergies propres (énergies renouvelables et installations alimentées au gaz)</p> <p>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</p>	<p>Révision de la cible de 2018</p> <p>Conforme à la cible de 2018</p> <p>Conforme à la cible de 2018</p>

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 d'administration 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'amélioration de l'efficacité du conseil passe par des évaluations annuelles poussées et 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 et des risques («CAR»), le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable («CGSDD») et le comité des ressources humaines («CRH»).

Le CAR, 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 CAR 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.

Les responsabilités des autres parties prenantes au sein de notre structure de contrôle de la gestion du risque sont décrites ci-dessous :

La 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 le directeur général de la gestion des risques liés aux produits de base, les directeurs généraux commerciaux des opérations et de la commercialisation, et la première vice-présidente des opérations et de la 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, de la chef des services juridiques et chef de la conformité, du secrétaire de la Société et du chef de la direction des placements. 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 d'administration aux fins d'approbation, au besoin.

Le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité est présidé par notre première vice-présidente du développement commercial et se compose du chef de la direction des finances, de la chef des services juridiques et chef de la conformité, de la première vice-présidente du développement commercial, et du directeur général et contrôleur de la Société. 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.

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.

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 CAR, 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 de risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et la surveillance de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque et leur état d'avancement. Ces rapports trimestriels 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 CAR 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 CAR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAR 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 2018 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2017). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

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 surviennent isolément, mais doivent être pris en compte globalement. Pour plus de renseignements sur les facteurs de risque touchant la Société, les lecteurs sont invités à lire la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2018, 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.

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 2018. 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. Par exemple, le rendement financier de nos centrales d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne et d'énergie solaire est partiellement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. 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 ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Disponibilité et production	1	9

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 leur 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 et éprouvées conçues pour optimiser la disponibilité de nos centrales le plus longtemps possible.
- En effectuant régulièrement des travaux d'entretien préventif.
- En adoptant un programme d'entretien complet des centrales selon un calendrier de révisions générales établi.
- En ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type et de l'âge de l'équipement.
- En souscrivant un montant suffisant d'assurance dans l'éventualité d'une interruption prolongée.
- En incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ visant nos centrales thermiques et autres ainsi que dans les autres contrats à long terme.
- En utilisant une technologie éprouvée dans nos centrales.
- En étant à l'affût des avancées technologiques et en évaluant leur incidence sur nos centrales existantes et sur les programmes d'entretien connexes.
- En négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composants clés seront 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 dans le but de maximiser les cycles de vie de nos centrales existantes ou de remplacer certains 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 maintenant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme afin de réduire au minimum notre risque relatif 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 2018, environ 85 % de notre production (92 % en 2017) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. Toutefois, 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 2018, 67 % (57 % en 2017) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 85 % (83 % en 2017) 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 à court, à moyen et à long terme avec de multiples 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 dans les frais d'extraction minière et de transport.

Risque lié à la conformité aux règles environnementales

Le risque lié à la conformité aux règles environnementales est inhérent à nos activités et est lié à la réglementation environnementale existante ou aux modifications qui y sont apportées. De nouveaux objectifs de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont définis par le gouvernement du Canada (notamment ceux définis dans le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta) 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 sur la norme Occupational Health and Safety Assessment Series et conçu pour améliorer continuellement notre performance.
- En déployant d'importantes ressources d'expérience pour collaborer avec les organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis afin de veiller à ce que les modifications de la réglementation soient bien conçues et rentables.
- 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 installations. 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 une 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 et des garanties au comptant ou à des assurances crédits 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 de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2017. En 2018, 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 2018 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	86	14	100	731
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	191
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	808
Prêt à recevoir ²	—	100	100	77
Total				1 807

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 13 millions de dollars (40 millions de dollars en 2017).

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.

La sensibilité du résultat net aux variations des taux de change a été établie selon l'évaluation de la direction, qui a déterminé qu'une augmentation ou diminution moyenne de quatre cents du dollar américain ou du dollar australien par rapport au dollar canadien constitue un changement éventuel raisonnable au cours du prochain trimestre. La sensibilité est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Taux de change	0,04 \$	27 millions de dollars avant impôts

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. Des notes de première qualité soutiennent ces activités et procurent un moyen plus fiable et plus économique d'avoir accès aux marchés financiers tout au long des cycles de produits de base et de crédit. Les modifications apportées aux notes de crédit peuvent également avoir une incidence sur la capacité de notre secteur Commercialisation de l'énergie de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités ou sur le coût de celles-ci. 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 poser obstacle à 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 tenons à renforcer notre situation financière afin de bénéficier d'une souplesse à cet égard, et à obtenir des notes de crédit de première qualité stables auprès d'agences de notation. 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 2018, nos liquidités, qui s'élevaient à 1,0 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 2019.

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 CAR sur l'exposition au risque de liquidité de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base.
- En maintenant des notes de crédit de première qualité.
- 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, au besoin, afin de maintenir une répartition efficace.

Au 31 décembre 2018, environ 14 % (6 % en 2017) 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 ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'intérêt	15 %	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 sont passés en revue afin de vérifier si les processus et politiques établis sont suivis, que les risques ont été repérés et quantifiés de façon adéquate, que les hypothèses sont raisonnables et que les rendements sont prévus de façon réaliste avant l'approbation de la haute direction et du conseil d'administration.
- En ayant recours à des méthodes et à des processus de gestion de projets uniformes et rigoureux.
- En procédant à des analyses détaillées des aspects économiques des projets avant la construction ou l'acquisition et en établissant notre stratégie relative à la conclusion de contrats afin d'assurer une composition appropriée de capacité marchande et de capacité prévue par contrat avant le début des travaux.
- En élaborant des plans exhaustifs comportant un chemin critique, un calendrier des principales dates de livraison et des plans d'urgence et en effectuant un suivi à leur égard.
- En nous assurant de clore le projet de façon à incorporer toute leçon tirée de celui-ci à un projet ultérieur d'importance.
- En établissant le prix et la disponibilité de l'équipement ainsi que les taux de change, en obtenant des garanties et en concluant des ententes économiquement réalisables avant d'entreprendre le projet.
- En négociant des conventions collectives afin de garantir les coûts 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 des postes.
- L'incapacité de parachever des travaux essentiels en raison de postes vacants.
- L'incapacité de maintenir une rémunération juste en raison des modifications 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 incitative afin que les objectifs des employés soient conformes à ceux de la Société.
- En surveillant et en gérant les niveaux cibles de roulement du personnel.
- En nous assurant que les nouveaux employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2018, 50 % (52 % en 2017) de notre main-d'œuvre était visée par 10 conventions collectives (11 en 2017). En 2018, quatre conventions collectives (quatre en 2017) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier avec succès cinq conventions collectives en 2019.

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 dans les provinces d'Alberta et d'Ontario, les incertitudes associées à l'élaboration de politiques de tarification du carbone, 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 sur les émetteurs de gaz spécifiques vers la nouvelle réglementation qui sera libellée de façon à entériner le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta en 2020, et comprend également l'influence de la réglementation sur la valeur des quotas ou des crédits.

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 concepts 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 proactivement 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. La Société atténue 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 la capacité de transport des lignes existantes et nouvelles sont essentiels 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 efforçant d'avoir de bonnes relations avec nos voisins et partenaires d'affaires dans les régions où nous exerçons nos activités afin d'établir des liens durables fondés sur une compréhension mutuelle qui se traduiront par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et d'autres parties prenantes au sein des collectivités.
- En communiquant clairement de façon périodique et transparente nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties prenantes.
- En utilisant des technologies novatrices en vue d'améliorer nos activités, notre environnement de travail et notre empreinte environnementale.
- En entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales.
- En faisant du développement durable une stratégie d'entreprise à plus long terme.
- En nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et conformément aux valeurs de notre Société.
- En expliquant aux parties prenantes, en temps opportun, l'incidence et le motif des décisions d'affaires.
- En maintenant des valeurs d'entreprise solides qui soutiennent les initiatives associées à la gestion du risque lié à la réputation, y compris la signature annuelle du code de conduite.

Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci nous versent sous la forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales peuvent être assujetties 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. Notre programme de cybersécurité est aligné sur les meilleures pratiques de l'industrie pour veiller au maintien d'une approche holistique en matière de sécurité. Nous avons mis en place des contrôles de sécurité pour protéger nos données et nos activités commerciales, y compris des mesures de contrôle de l'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, des activités d'enregistrement et de surveillance des réseaux, et la mise en œuvre de politiques et procédures pour assurer la sécurité des activités de l'entreprise. Nous avons également mis en place des programmes de sensibilisation à la sécurité visant à renseigner les utilisateurs sur les risques liés à la cybersécurité et leurs responsabilités relativement à la protection de l'entreprise.

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 sur le résultat

Nos activités sont complexes, et nos établissements sont situés dans plusieurs pays. Le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. La direction est d'avis que sa provision pour impôts sur le résultat est appropriée et conforme aux IFRS d'après toute l'information dont elle dispose.

La Société est assujettie aux lois, aux conventions et aux réglementations fiscales en constante évolution à l'intérieur des pays et entre ceux-ci. Diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons nos activités pourraient entraîner des changements au titre de la méthode de calcul des impôts différés ou pourraient entraîner des changements au titre de la charge d'impôts sur le résultat ou de la charge d'impôts autre que sur le résultat. Récemment, l'accent a été mis davantage

sur les enjeux liés à la fiscalité des sociétés multinationales. Une modification dans les lois, les conventions ou les réglementations fiscales ou à l'égard de leur interprétation pourrait se traduire par une charge d'impôts sur le résultat ou une charge d'impôts autre que sur le résultat nettement plus élevée et susceptible d'avoir un effet néfaste important sur la Société.

La sensibilité de notre résultat net aux modifications du taux d'imposition est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'imposition	1	1 million 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.

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 2018. 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. La Société n'a contracté aucune assurance contre les cyberrisques.

Quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Produits des activités ordinaires	622	638
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(122)	(145)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	132	81
BAlIA aux fins de comparaison ¹	233	275
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	217	219
Flux de trésorerie disponibles ¹	98	101
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,43)	(0,50)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,76	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,34	0,35
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ²	0,08	0,04
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ²	0,52	0,26

1) Ces éléments ne sont pas définis 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. Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

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

Faits saillants financiers

Nous avons obtenu des résultats constants au quatrième trimestre; les flux de trésorerie disponibles se sont chiffrés à 98 millions de dollars, comparativement à 101 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 217 millions de dollars, lesquels étaient comparables à ceux du quatrième trimestre de 2017, les activités ayant encore enregistré une solide performance.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2018 a été de 122 millions de dollars (perte nette de 0,43 \$ par action), contre une perte nette de 145 millions de dollars (résultat net de 0,50 \$ par action), soit une amélioration de 23 millions de dollars du résultat net par rapport à la période correspondante de 2017. Cette amélioration s'explique par le recouvrement d'impôts sur le résultat de 16 millions de dollars par rapport à la charge d'impôts sur le résultat de 105 millions de dollars comptabilisée en 2017 qui était élevée en raison de la réduction du taux d'imposition aux États-Unis. L'amélioration a été en partie contrebalancée par la baisse du BAIIA aux fins de comparaison de 42 millions de dollars et la radiation des frais de mise en valeur de projet de 23 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

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, verser les distributions à nos partenaires sans contrôle et les dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, 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 pour l'entreprise au quatrième trimestre :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Disponibilité (%) ¹	91,5	88,4
Production (GWh) ¹	8 276	10 374
Flux de trésorerie sectoriels²		
Charbon au Canada	16	11
Charbon aux États-Unis	21	15
Gaz au Canada	59	56
Gaz en Australie ³	35	33
Énergie éolienne et énergie solaire	74	73
Hydroélectricité	11	10
Entrées de trésorerie liées à la production	216	198
Commercialisation de l'énergie	10	15
Siège social	(34)	(28)
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison	192	185

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 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. Voir la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

3) Les flux de trésorerie de 2017 ont été révisés pour refléter les incidences de la variation des créances à long terme dans le secteur Gaz en Australie.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018 s'est améliorée en regard de celle de la période correspondante de 2017. La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018 a reculé par rapport à celle de la période correspondante de 2017 en raison surtout de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et de réductions de la capacité nominale, le tout en partie contrebalancé par l'amélioration de l'optimisation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis et la hausse des prix des services accessoires dans le secteur Hydroélectricité.

Les flux de trésorerie générés par l'entreprise ont totalisé 192 millions de dollars au quatrième trimestre, une augmentation de 7 millions de dollars par rapport à ceux de l'exercice précédent. L'augmentation des flux de trésorerie est principalement attribuable à la vigueur des prix marchands sur le marché de l'Alberta, à la baisse des dépenses d'investissement de maintien et au règlement d'une créance à long terme dans le secteur Gaz en Australie, le tout en partie contrebalancé par la hausse des coûts de conformité liés au carbone.

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières analysées dans le présent rapport de gestion, y compris les chiffres aux fins de comparaison présentés ci-après, ne sont pas définies 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 ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. 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 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	2018	2017
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(122)	(145)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	43	19
Dividendes sur actions privilégiées	20	10
Résultat net	(59)	(116)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Charge d'impôts sur le résultat	(16)	105
Profit à la vente d'actifs et autres	—	(1)
Perte (profit) de change	—	(6)
Charge d'intérêts nette	50	57
Amortissement	152	180
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	15
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	37	20
Produit d'intérêts australien	1	1
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga ¹	30	20
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	23	—
BAIIA aux fins de comparaison	233	275

1) Les incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 sont comme suit : produits des activités ordinaires de 30 millions de dollars (29 millions de dollars en 2017) et recouvrement lié aux contrats de location de terrains renégociés de néant (9 millions de dollars en 2017).

2) Les imputations pour dépréciation d'actifs pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comprennent une radiation des frais de mise en valeur de projet de 23 millions de dollars.

Le BAIIA sectoriel aux fins de comparaison pour les trimestres clos les 31 décembre 2018 et 2017 est présenté sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison		
Charbon au Canada	56	66
Charbon aux États-Unis	(1)	21
Gaz au Canada	73	62
Gaz en Australie	32	29
Énergie éolienne et énergie solaire	72	78
Hydroélectricité	17	14
Commercialisation de l'énergie	12	25
Siège social	(28)	(20)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	233	275

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le quatrième trimestre de 2018 a diminué de 42 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2017, principalement pour les raisons suivantes :

- Les résultats du secteur Charbon au Canada ont reculé de 10 millions de dollars en raison surtout de la hausse des coûts de conformité liés au carbone en 2018.
- Les résultats du secteur Charbon aux États-Unis ont reculé de 22 millions de dollars principalement en raison des variations non favorables liées à la réévaluation à la valeur de marché latente de nos positions.
- Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Gaz au Canada a augmenté de 11 millions de dollars d'une période à l'autre du fait de l'incidence de la hausse des prix du marché.
- Le BAIIA aux fins de comparaison de notre Gaz en Australie a augmenté de 3 millions de dollars et a été assez semblable aux résultats de l'exercice précédent.
- Les résultats de notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont diminué de 6 millions de dollars d'une période à l'autre en raison surtout de la baisse de la production, en partie contrebalancée par la hausse des prix en Alberta.
- Les résultats du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 3 millions de dollars d'une période à l'autre du fait de l'augmentation des produits des activités ordinaires tirés des services accessoires.
- Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie a diminué de 13 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018 par rapport à celui de 2017, principalement en raison des résultats très solides sur le marché de l'Alberta en 2017.
- Les coûts du secteur Siège social ont augmenté de 8 millions de dollars au quatrième trimestre surtout du fait de l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs.

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 » ci-dessus et ailleurs dans le présent rapport de gestion pour plus 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.

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	132	81
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	69	121
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	201	202
Ajustements		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	15
Divers	1	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	217	219
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(56)	(62)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(43)	(36)
Divers	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles	98	101
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	286	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,76	0,76
Flux de trésorerie disponibles par action	0,34	0,35

Au quatrième trimestre de 2018, les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2017. Les flux de trésorerie disponibles ont diminué de 3 millions de dollars d'une période à l'autre puisque nous avons poursuivi la réduction des dépenses d'investissement de maintien pour faire suite à notre décision de mettre à l'arrêt certaines unités de la centrale de Sundance.

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 :

Trois mois clos les 31 décembre	2018	2017
BAIIA aux fins de comparaison	233	275
Provisions	—	(10)
(Profits) pertes latents sur les activités de gestion du risque	27	(8)
Charge d'intérêts	(40)	(52)
Charge d'impôt exigible	(10)	(6)
Profit (perte) de change réalisé	1	8
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(7)
Autres éléments sans effet de trésorerie	14	19
Fonds provenant des activités d'exploitation	217	219
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(56)	(62)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(9)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(43)	(36)
Divers	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	98	101
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	286	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison par action	0,76	0,76
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison par action	0,34	0,35

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 généralement 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 la région du 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 2018	T2 2018	T3 2018	T4 2018
Produits des activités ordinaires	588	446	593	622
BAIIA aux fins de comparaison	416	225	249	233
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 ¹	0,23	(0,36)	(0,30)	(0,43)
	T1 2017	T2 2017	T3 2017	T4 2017
Produits des activités ordinaires	578	503	588	638
BAIIA aux fins de comparaison	274	268	245	275
Fonds provenant des activités d'exploitation	202	187	196	219
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	—	(18)	(27)	(145)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	—	(0,06)	(0,09)	(0,50)

1) 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 BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement supérieurs 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 :

- Répercussions de l'imputation pour dépréciation au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2018 et du deuxième trimestre de 2017
- 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
- Reprise d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé au deuxième trimestre de 2017
- Variation des taux d'imposition aux États-Unis au quatrième trimestre de 2017
- Répercussions des profits latents non comparables au premier trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs du secteur Charbon au Canada au cours des premier, deuxième et troisième trimestres de 2017
- Répercussions d'une dépréciation de 137 millions de dollars en 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui est attribuable uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle

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 2018 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 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 2018, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

États financiers consolidés

Rapport de la direction

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Les états financiers consolidés et les autres informations financières figurant dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction. Il incombe à la direction de s'assurer que la préparation de ces informations est fondée sur des jugements sûrs, des méthodes et principes comptables pertinents et des estimations raisonnables. La direction s'assure en outre de la cohérence de toutes les informations présentées.

La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Corporation a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code d'éthique peut être consulté sur le site Web de TransAlta (www.transalta.com). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

Le conseil d'administration (le «conseil») doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne, principalement par l'entremise de son comité d'audit et des risques (le «comité»). Le comité, qui est entièrement composé d'administrateurs ne faisant pas partie de la direction, examine les états financiers et le rapport annuel et en recommande l'approbation au conseil. Le comité se réunit avec la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes pour s'entretenir des contrôles internes ainsi que de questions d'audit et de présentation de l'information financière. Les auditeurs internes et externes ont librement et pleinement accès au comité. De plus, le comité recommande le cabinet d'auditeurs indépendants dont la nomination doit être entérinée par les actionnaires.



Dawn L. Farrell
Présidente et chef de la direction



Christophe Dehout
Chef de la direction des finances

Le 26 février 2019

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Le rapport suivant porte sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation («TransAlta») et est établi par la direction selon les règles 13a-15f et 15d-15f de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934* et le *Règlement 52-109* sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs.

La direction de TransAlta est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne pertinent à l'égard de l'information financière de TransAlta.

La direction s'est appuyée sur le cadre de travail défini de 2013 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («COSO») pour évaluer l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta. La direction estime que le cadre de travail de 2013 du COSO convient à son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta, car il est objectif, permet des mesures qualitatives et quantitatives raisonnablement cohérentes du contrôle interne de TransAlta, est suffisamment complet pour ne pas exclure les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle interne et s'applique de façon appropriée à une telle évaluation.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances. En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

TransAlta consolide proportionnellement les comptes des entreprises communes de Sheerness et de l'unité 3 de Genesee selon les Normes internationales d'information financière. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats, elle fait l'objet d'un contrôle interne par TransAlta. La conclusion de la direction à l'égard de l'efficacité du contrôle interne ne porte pas sur les contrôles internes au niveau des opérations des partenariats. Les états financiers consolidés de 2018 de TransAlta incluaient, au titre de ces partenariats, un actif total de 588 millions de dollars et des actifs nets de 521 millions de dollars au 31 décembre 2018, de même que des produits de 244 millions de dollars et une perte nette de 27 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2018 et a conclu qu'il était efficace.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., qui a audité les états financiers consolidés de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, a également délivré un rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière dans le cadre des normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



Dawn L. Farrell
Présidente et chef de la direction



Christophe Dehout
Chef de la direction des finances

Le 26 février 2019

Rapport d'un cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit

Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2018 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (cadre de 2013) (les «critères COSO»). À notre avis, TransAlta Corporation maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 selon les critères COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis, les états de la situation financière consolidés aux 31 décembre 2018 et 2017, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2018, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 26 février 2019.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle comprise dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint incombent à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la TransAlta Corporation fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des transactions et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les transactions sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité du contrôle interne sur des périodes futures comporte le risque qu'il devienne inadéquat en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation et les conclusions de la direction au titre de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière n'ont pas visé les contrôles internes des partenariats liés à Sheerness et à l'unité 3 de Genesee compris dans les états financiers consolidés de 2018 de TransAlta, soit un actif total de 588 millions de dollars et des actifs nets de 521 millions de dollars au 31 décembre 2018, et des produits de 244 millions de dollars et une perte nette de 27 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation n'a pas porté sur une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des coentreprises de Sheerness et de l'unité 3 de Genesee.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 26 février 2019

Rapport d'un cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit

Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2018 et 2017, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives (collectivement, les «états financiers consolidés»).

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que des résultats de ses activités d'exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2018, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2018 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (les «critères COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 26 février 2019.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de TransAlta Corporation fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Notre audit a comporté également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder notre opinion.

Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons en tant qu'auditeurs de TransAlta Corporation et de ses prédécesseurs depuis 1947.

Calgary, Canada

Le 26 février 2019

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 249	2 307	2 397
Combustible et achats d'électricité (note 6)	1 100	1 016	963
Marge brute	1 149	1 291	1 434
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	515	517	489
Amortissement	574	635	601
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	73	20	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	31	30	31
Autres résultats d'exploitation nets (note 9)	(204)	(49)	(193)
Résultats d'exploitation	160	138	478
Produits tirés des contrats de location-financement	8	54	66
Charge d'intérêts nette (note 10)	(250)	(247)	(229)
Profit (perte) de change	(15)	(1)	(5)
Profit à la vente d'actifs et autre	1	2	4
Résultat avant impôts sur le résultat	(96)	(54)	314
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 11)	(6)	64	38
Résultat net	(90)	(118)	276
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(198)	(160)	169
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	108	42	107
	(90)	(118)	276
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(198)	(160)	169
Dividendes sur actions privilégiées (note 25)	50	30	52
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	287	288	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué (note 24)	(0,86)	(0,66)	0,41

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Résultat net	(90)	(118)	276
Autres éléments du résultat global			
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	15	(6)	8
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	—	(1)	(1)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	15	(7)	7
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	84	(80)	(71)
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés ⁴ (note 4)	—	(9)	—
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁵	(41)	50	18
Reclassement des pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts ⁶ (note 4)	—	14	—
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁷	(8)	214	179
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme flux de couvertures de trésorerie, déduction faite des impôts ⁸	(46)	(107)	(48)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(11)	82	78
Autres éléments du résultat global	4	75	85
Total du résultat global	(86)	(43)	361
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(210)	(74)	215
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	124	31	146
	(86)	(43)	361

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (recouvrement de 4 millions de dollars en 2017, charge de 4 millions de dollars en 2016).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (néant en 2017, néant en 2016).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (néant en 2017, charge de 11 millions de dollars en 2016).

4) Déduction faite du reclassement des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 11 millions de dollars en 2017, néant en 2016).

5) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 2 millions de dollars en 2017, charge de 5 millions de dollars en 2016).

6) Déduction faite du reclassement des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 2 millions de dollars en 2017, néant en 2016).

7) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (recouvrement de 77 millions de dollars en 2017, charge de 92 millions de dollars en 2016).

8) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 31 millions de dollars en 2017, charge de 41 millions de dollars en 2016).

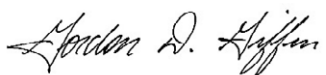
Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	89	314
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	66	—
Créances clients et autres débiteurs (note 13)	756	933
Charges payées d'avance	13	24
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	146	219
Stocks (note 16)	242	219
	1 312	1 709
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	—	30
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	191	215
Immobilisations corporelles (note 17)		
Coût	13 202	12 973
Amortissement cumulé	(7 038)	(6 395)
	6 164	6 578
Goodwill (note 18)	464	463
Immobilisations incorporelles (note 19)	373	364
Actifs d'impôt différé (note 11)	28	24
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	662	684
Autres actifs (note 20)	234	237
Total de l'actif	9 428	10 304
Dettes fournisseurs et charges à payer	497	595
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 21)	70	67
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	90	101
Impôts sur le résultat à payer	10	64
Dividendes à verser (notes 24 et 25)	58	34
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 22)	148	747
	873	1 608
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 22)	3 119	2 960
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 21)	386	403
Passifs d'impôt différé (note 11)	501	549
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	41	40
Passifs sur contrats (note 5)	87	62
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 23)	287	297
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 24)	3 059	3 094
Actions privilégiées (note 25)	942	942
Surplus d'apport	11	10
Déficit	(1 496)	(1 209)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 26)	481	489
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 997	3 326
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	1 137	1 059
Total des capitaux propres	4 134	4 385
Total du passif et des capitaux propres	9 428	10 304

Engagements et éventualités (note 33)

Au nom du conseil :


Gordon D. Giffin
Administrateur

Beverlee F. Park
Administratrice

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés

(en millions de dollars canadiens)

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2016	3 094	942	9	(933)	399	3 511	1 152	4 663
Résultat net	—	—	—	(160)	—	(160)	42	(118)
Autres éléments du résultat global								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(25)	(25)	—	(25)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	106	106	—	106
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(6)	(6)	—	(6)
Participations intersociétés disponibles à la vente	—	—	—	—	11	11	(11)	—
Total du résultat global				(160)	86	(74)	31	(43)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(34)	—	(34)	—	(34)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	(52)	4	(48)	48	—
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(172)	(172)
Solde au 31 décembre 2017	3 094	942	10	(1 209)	489	3 326	1 059	4 385
Incidence des modifications apportées aux méthodes comptables (note 3)	—	—	—	(14)	—	(14)	1	(13)
Solde ajusté au 1^{er} janvier 2018	3 094	942	10	(1 223)	489	3 312	1 060	4 372
Résultat net	—	—	—	(198)	—	(198)	108	(90)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	43	43	—	43
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(54)	(54)	—	(54)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	15	15	—	15
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(16)	(16)	16	—
Total du résultat global				(198)	(12)	(210)	124	(86)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(57)	—	(57)	—	(57)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(50)	—	(50)	—	(50)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(35)	—	—	12	—	(23)	—	(23)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	20	4	24	133	157
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(180)	(180)
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134

1) Voir la note 26 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global.

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Activités d'exploitation			
Résultat net	(90)	(118)	276
Amortissement (note 34)	710	708	664
Profit (perte) à la vente d'actifs (note 4)	—	(1)	(1)
Désactualisation des provisions (note 21)	24	23	20
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 21)	(31)	(19)	(23)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 11)	(34)	(15)	15
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	30	(48)	58
(Profit latent) perte latente de change	28	22	(1)
Provisions	7	(7)	(123)
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	73	20	28
Autres éléments sans effet de trésorerie	147	175	(242)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	864	740	671
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 30)	(44)	(114)	73
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations corporelles (notes 17 et 34)	(277)	(338)	(358)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles (notes 19 et 34)	(20)	(51)	(21)
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	(35)	(30)	—
Prêt à recevoir (note 20)	1	(38)	—
Acquisition de centrales d'énergie renouvelable, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(30)	—	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	2	3	6
Produit net à la vente de l'installation de Wintering Hills et de la cession de Solomon (note 4)	2	478	—
Charge d'impôt sur le résultat découlant de la cession de Solomon (notes 4 et 11)	—	(56)	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	2	6	(6)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	59	56
Divers	(4)	(3)	2
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(96)	57	(6)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(394)	87	(327)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 22)	312	26	(315)
Remboursement de la dette à long terme (note 22)	(1 179)	(814)	(88)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 22)	345	260	361
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 24)	(46)	(46)	(69)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 25)	(40)	(40)	(42)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 4)	144	—	162
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 24)	(23)	—	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	48	106	(2)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 12)	(165)	(172)	(151)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement (note 22)	(18)	(17)	(16)
Divers	(31)	(6)	(3)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	2	—	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(651)	(703)	(163)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(225)	10	254
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(225)	9	251
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	314	305	54
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	89	314	305
Impôts sur le résultat au comptant payés	87	14	27
Intérêts au comptant payés	188	230	235

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

1. Renseignements sur la Société

A. Description des activités

TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société») a été constituée en mars 1985 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La Société est devenue une société ouverte en décembre 1992. Son siège social est situé à Calgary, en Alberta.

I. Secteurs de production

Les six secteurs de production de la Société sont : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, et Hydroélectricité. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées découler de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Charbon au Canada.

II. Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits et son résultat du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie.

Le secteur Commercialisation de l'énergie gère la capacité de production disponible de même que les besoins en combustible et en transport des secteurs de production au moyen de contrats de diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Commercialisation de l'énergie est également responsable des décisions prises en matière d'optimisation du portefeuille. Les résultats de ces autres activités sont inclus dans chaque secteur de production.

III. Siège social

Le secteur Siège social comprend les fonctions financière, juridique et administrative, les relations avec les investisseurs de la Société ainsi que l'expansion de l'entreprise. Les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées.

B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»).

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les instruments financiers et les actifs détenus en vue de la vente qui sont évalués à la juste valeur, comme il est expliqué dans les méthodes comptables suivantes.

Le conseil d'administration de TransAlta (le «conseil d'administration») a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 26 février 2019.

C. Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la Société est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et qu'elle a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'elle détient sur celle-ci. Les filiales préparent les états financiers pour la même période de présentation de l'information financière et selon les mêmes méthodes comptables que la société mère.

2. Principales méthodes comptables

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

I. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

La Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15») le 1^{er} janvier 2018. En conséquence, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des produits, laquelle est présentée ci-après.

La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats en cours à la date de l'adoption initiale. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»). Se reporter à la section III) ci-après pour plus de renseignements sur les méthodes comptables des exercices antérieurs.

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs renouvelables 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 montant de la facture, si ce montant correspond directement à la prestation de la Société à la date considérée. La Société exclut des produits des activités ordinaires les montants perçus pour le compte de tiers.

Obligations de prestation

S'il est distinct, chaque bien ou service promis est comptabilisé séparément à titre d'obligation de prestation. Les contrats de la Société peuvent contenir plus d'une obligation de prestation.

Prix de transaction

La Société répartit le prix de transaction stipulé dans le contrat entre chacune des obligations de prestation. Le prix de transaction attribué aux obligations de prestation peut comprendre une contrepartie variable. La contrepartie variable est incluse dans le prix de transaction pour chaque obligation de prestation lorsqu'il est hautement probable 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.

Lorsqu'un contrat renferme plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Comptabilisation

La nature, le moment de la comptabilisation des obligations de prestation remplies et les modalités de paiement des biens et des services fournis par la Société sont décrits ci-dessous :

Biens et services	Description
<i>Capacité</i>	La capacité représente la disponibilité d'un actif pour fournir des biens ou des services. Les clients paient généralement pour se prévaloir de la capacité pour chaque période définie (c.-à-d. mensuelle) selon un montant représentatif de la disponibilité de l'actif pendant cette période. Les obligations de fournir de la capacité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon une méthode d'évaluation fondée sur le temps écoulé. Les contrats de capacité sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Contrats d'électricité</i>	La vente d'électricité sous contrat fait référence à la livraison d'unités d'électricité à un client aux termes d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison d'électricité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les mégawattheures). Les contrats d'électricité sont généralement de nature à long terme, et les paiements sont généralement reçus sur une base mensuelle.
<i>Énergie thermique</i>	L'énergie thermique désigne la livraison d'unités de vapeur à un client en vertu d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison de vapeur sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les gigajoules). Les contrats d'énergie thermique sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Attributs renouvelables</i>	Les attributs renouvelables désignent la délivrance de certificats d'énergie renouvelable, de caractéristiques écologiques et d'autres éléments semblables. Les clients peuvent conclure un contrat visant des attributs renouvelables en même temps que l'achat d'électricité, auquel cas le client paie les attributs dans le mois suivant la livraison de l'électricité. Sinon, les clients paient à la livraison des attributs renouvelables. L'obligation de livrer des attributs renouvelables est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison.
<i>Sous-produits de la production</i>	Les sous-produits de la production désignent la vente de sous-produits découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales de la Société alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis et la vente de charbon à des tiers. L'obligation de livrer des sous-produits est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. Les paiements sont reçus lorsque la livraison a été effectuée.

La Société comptabilise un actif sur contrat ou un passif sur contrat pour les contrats lorsque l'une ou l'autre partie à un contrat a rempli ses obligations. Un passif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société reçoit une contrepartie avant que l'obligation de prestation ne soit remplie. Un actif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société a droit à une contrepartie parce qu'elle a rempli son obligation de prestation avant d'avoir envoyé la facture au client. La Société comptabilise séparément comme une créance ses droits inconditionnels à une contrepartie. Les actifs sur contrat et les créances clients sont évalués à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer s'il existe une indication objective de dépréciation.

La Société comptabilise une composante de 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.

Jugements importants

Identification des obligations de prestation

Lorsque les contrats renferment plusieurs promesses de fourniture de biens et de services, la direction exerce son jugement pour établir si les biens ou services constituent des biens ou services distincts ou une série de biens et 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 le moment de la comptabilisation du prix de transaction, soit à un moment précis ou progressivement. La direction tient compte à la fois des mécanismes du contrat et de l'environnement économique et opérationnel du contrat pour déterminer si les biens ou les services d'un contrat sont distincts.

Prix de transaction

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

Répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation

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 établir 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 l'on peut se fier à la mesure de simplification liée au moment de la facturation pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie. 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.

II. 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 la Société conserve les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat.

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. 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 considérée représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des

activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

III. Méthode de comptabilisation des produits des activités ordinaires pour les exercices antérieurs

Les produits des activités ordinaires de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie. Les produits sont évalués à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Les produits découlant de contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme comprennent généralement au moins l'un des éléments suivants : des paiements fixes liés à la capacité disponible, des paiements d'énergie pour la production d'électricité, des primes ou des pénalités liées au dépassement ou à la non-réalisation des objectifs de disponibilité, des paiements d'énergie excédentaire pour la production d'électricité dépassant la capacité convenue, et des services accessoires. Chaque élément est comptabilisé i) au moment de la production, de la livraison ou de l'atteinte d'objectifs précis, selon les modalités contractuelles, ii) si le montant des produits peut être évalué de façon fiable, iii) s'il est probable que les avantages économiques iront à la Société et iv) si les coûts engagés ou à engager concernant la transaction peuvent être évalués de façon fiable. Les produits tirés de la prestation de services sont comptabilisés lorsque les critères ii), iii) et iv) ci-dessus sont respectés et que le degré d'avancement de la transaction à la fin de la période peut être évalué de façon fiable.

Les produits découlant de la capacité non vendue par contrat se composent de paiements d'énergie pour chaque mégawattheure («MWh») produit, aux prix du marché, et sont comptabilisés à la livraison.

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.

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. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours en Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

B. Conversion des monnaies étrangères

La Société, ses filiales et ses coentreprises déterminent leur monnaie fonctionnelle respective selon la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien, et les monnaies fonctionnelles de ses filiales et ses coentreprises sont le dollar canadien, le dollar américain ou le dollar australien. Les transactions libellées en une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle d'une entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et pertes de change qui en découlent sont comptabilisés, pour chaque entité, en résultat net de la période pendant laquelle ils surviennent.

Les comptes des établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société, le dollar canadien, afin qu'ils puissent être intégrés dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en monnaies étrangères des établissements à l'étranger sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de la période, et les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et les pertes découlant de la conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat global, et

le profit cumulé ou la perte cumulée est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net dans les établissements à l'étranger par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

C. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté l'IFRS 9. Conformément aux dispositions transitoires de la norme, la Société a choisi de ne pas retraiter les périodes antérieures. Se reporter à la section III ci-après pour obtenir des renseignements sur sa méthode comptable précédente. Les méthodes comptables de la Société selon l'IFRS 9 sont décrites ci-après.

Classement et évaluation

L'IFRS 9 introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

La Société a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, au risque de taux d'intérêt et au risque de change, y compris des swaps financiers à prix fixe, des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme, des contrats de change à terme et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

Les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle les contrats dérivés sont conclus et sont par la suite réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé immédiatement dans le résultat net, à moins que le dérivé ne soit désigné et efficace comme instrument de couverture, auquel cas le moment de la comptabilisation dans le résultat net dépend de la nature de la relation de couverture.

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés qui ne sont pas des actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 (p. ex., des passifs financiers) sont comptabilisés distinctement comme des dérivés lorsqu'ils répondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats hôtes ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des contrats hybrides qui contiennent des hôtes d'actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 ne sont pas séparés des contrats hôtes et l'ensemble du contrat est évalué à la juste valeur par le biais du résultat net ou au coût amorti, selon le cas.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les actifs financiers sont également décomptabilisés lorsque la Société a transféré ses droits de recevoir des flux de trésorerie générés par ces actifs ou qu'elle a l'obligation de payer les flux de trésorerie reçus à un tiers en vertu d'un contrat de transfert de flux de trésorerie, et qu'elle a transféré soit la quasi-totalité des risques et des avantages des actifs, soit le contrôle. TransAlta continuera de comptabiliser les actifs et tout passif associé si elle conserve la quasi-totalité des risques et avantages des actifs, ou conserve le contrôle de ces actifs. L'étendue du lien conservé prenant la forme d'une garantie visant les actifs transférés est évaluée au moins élevé de la valeur comptable initiale des actifs ou du montant maximal de la contrepartie que TransAlta pourrait être tenue de rembourser.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés, et le montant net est présenté dans les états de la situation financière consolidés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La Société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

TransAlta comptabilise une correction de valeur pour pertes de crédit attendues pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. La correction de valeur pour pertes d'un actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale ou si l'actif financier est déprécié dès son acquisition ou sa création. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir.

Pour les créances clients, les créances locatives et les actifs sur contrat comptabilisés selon l'IFRS 15, TransAlta utilise une méthode simplifiée pour évaluer la correction de valeur pour pertes. Par conséquent, la Société ne fait pas le suivi des variations du risque de crédit, mais comptabilise plutôt une correction de valeur pour pertes au montant des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à chaque date de clôture.

L'évaluation des pertes de crédit attendues est établie à la lumière des résultats passés et est ajustée en fonction de l'information de nature prospective. L'information prospective utilisée comprend les taux de défaillance de tiers au fil du temps, selon les cotes de crédit.

II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la Société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger.

Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielle décrivant la relation de couverture et si la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

La Société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux

de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ne sont pas satisfaits ou que la Société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

Couvertures de la juste valeur

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net.

Au titre des couvertures de la juste valeur liées aux éléments comptabilisés au coût amorti, tout ajustement de la valeur comptable est amorti par le biais du résultat net sur la durée résiduelle de la couverture selon la méthode du taux d'intérêt effectif («TIE»). L'amortissement selon la méthode du TIE peut démarrer dès qu'un ajustement est apporté, mais doit commencer au plus tard lorsque l'élément couvert cesse d'être ajusté pour prendre en compte les variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert.

Si l'élément couvert est décomptabilisé, la juste valeur non amortie est immédiatement comptabilisée dans le résultat net.

Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. La réserve de couverture de flux de trésorerie est ajustée au moins élevé du cumul des profits et pertes sur l'instrument de couverture et du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert.

Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global doivent y rester si les flux de trésorerie futurs couverts sont toujours susceptibles de se réaliser. Autrement, le montant sera immédiatement reclassé en résultat net à titre d'ajustement de reclassement. Après la cessation de la comptabilité de couverture, une fois que les flux de trésorerie couverts se sont produits, tout montant restant dans les autres éléments du résultat global doit être comptabilisé selon la nature de la transaction sous-jacente.

Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les justes valeurs connexes sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

III. Méthode de comptabilisation des instruments financiers et des couvertures pour les exercices antérieurs

Instruments financiers

Les actifs financiers et les passifs financiers, notamment les instruments dérivés, et certains instruments dérivés non financiers sont comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie au contrat. Tous les instruments financiers, sauf certains contrats de dérivés non financiers qui respectent les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins, sont évalués à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit à la juste valeur par le biais du résultat net, disponible à la vente, détenu jusqu'à l'échéance, prêts et créances, ou autres passifs financiers. Le classement de l'instrument financier est déterminé à la date de mise en place en fonction de la nature de l'instrument financier et de son utilisation.

Les actifs financiers et les passifs financiers classés ou désignés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance ou comme prêts et créances, et les autres passifs financiers

sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les autres actifs financiers sont des actifs financiers non dérivés qui sont désignés comme tels ou qui n'ont pas été classés comme un autre type d'actifs financiers, et qui sont évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les autres actifs financiers sont évalués au coût si la juste valeur ne peut être évaluée de façon fiable.

Les actifs financiers sont soumis à des tests de dépréciation de façon continue et aux dates de clôture. Un actif financier est déprécié s'il existe un événement générateur de pertes et que cet événement a une incidence sur la recouvrabilité de l'actif financier. Les facteurs qui indiquent qu'un événement générateur de pertes s'est produit et qu'une dépréciation existe comprennent, notamment, les difficultés financières importantes d'un débiteur ou la déclaration de faillite ou la mise en œuvre d'autre restructuration financière par un débiteur ou la probabilité que ces événements se produisent. La valeur comptable des actifs financiers, comme les créances, est diminuée des pertes de valeur au moyen d'un compte de correction de valeur, et la perte est comptabilisée en résultat net.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés, et le montant net est présenté dans les états de la situation financière consolidés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Les instruments dérivés qui sont incorporés dans des contrats financiers ou non financiers et qui n'ont pas à être comptabilisés à la juste valeur sont traités et comptabilisés comme des instruments dérivés distincts si leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes et que le contrat n'est pas évalué à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés et d'autres dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à la partie efficace i) des instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie ou ii) des couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La Société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la Société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger. Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielle décrivant la relation de couverture et s'il est prévu que la couverture sera hautement efficace sur une base continue. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

La Société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ne sont pas satisfaits ou que la Société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

Couvertures de la juste valeur

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net. Les couvertures de la juste valeur sont efficaces si les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont hautement efficaces pour compenser les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert n'est plus ajustée, et les ajustements cumulés de la juste valeur au titre de la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au résultat net sur la durée résiduelle de la relation de couverture initiale.

La Société utilise principalement des swaps de taux d'intérêt comme couvertures de la juste valeur pour gérer le ratio de la dette à taux variable sur la dette à taux fixe. Les swaps de taux d'intérêt nécessitent l'échange périodique de paiements sans échange du montant notionnel en principal sur lequel les paiements sont fondés. Les paiements effectués ou reçus en vertu des swaps de taux d'intérêt sont inclus dans la charge d'intérêts afférente à la dette.

Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les couvertures de flux de trésorerie sont efficaces si les flux de trésorerie des instruments dérivés sont hautement efficaces pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert et si les flux de trésorerie ont un échéancier similaire. Toutes les composantes de la variation de la juste valeur de chaque instrument dérivé sont incluses dans l'évaluation de l'efficacité des couvertures de flux de trésorerie. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés antérieurement dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le résultat net. Les profits et les pertes sur les instruments dérivés qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont immédiatement reclassés en résultat net lorsque la Société cesse de s'attendre à ce que la transaction prévue ait lieu au cours de la période indiquée dans la documentation sur la couverture.

La Société a surtout recours à des swaps prévoyant la livraison, des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de la Société à l'égard des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture susmentionnées sont satisfaites, la juste valeur des couvertures est comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et la variation de la valeur est présentée dans les autres éléments du résultat global. Les profits et les pertes découlant de ces instruments dérivés sont inclus, au moment du règlement, dans le résultat net au cours de la même période et au même poste des états financiers que le risque couvert.

La Société utilise également des contrats de change à terme comme couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de change découlant de coûts prévus et hautement probables liés à des projets libellés en monnaies étrangères. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de la juste valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Au moment du règlement de l'instrument dérivé, tout profit ou toute perte sur les contrats à terme de gré à gré est inclus dans le coût de l'actif acquis ou du passif contracté.

La Société a recours à des swaps de taux d'intérêt différés à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir les risques liés aux variations anticipées des taux d'intérêt sur les émissions prévues de titres d'emprunt. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de la juste valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Lorsque les swaps sont dénoués à l'émission de titres d'emprunt, les profits ou les pertes qui en découlent sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont amortis dans le résultat net sur la durée du swap. Si aucun titre d'emprunt n'est émis, les profits ou les pertes sont comptabilisés immédiatement dans le résultat net.

Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les justes valeurs connexes sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle. La Société utilise principalement des contrats de change à terme et des titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger découlant des fluctuations des taux de change.

D. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

E. Garanties versées et reçues

Les modalités de certains contrats peuvent exiger que la Société ou les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation en vertu de ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter ainsi le montant de la garantie qui doit être fournie.

F. Stocks

I. Combustible

Le solde des stocks de la Société est constitué de combustibles tels que le charbon et le gaz naturel, qui sont évalués au plus faible du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks de charbon produits en interne est établi à l'aide de la méthode du coût complet, lequel comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leur état et lieu existants. Les stocks de charbon disponibles tendent à augmenter au cours des deuxième et troisième trimestres en raison des conditions climatiques favorables et d'une baisse de la production d'électricité pendant les périodes d'entretien. Par suite du nombre limité d'étapes de traitement nécessaires pour extraire le charbon et le préparer en vue de la consommation et de sa valeur unitaire relativement basse, la direction ne fait pas de distinction entre les produits en cours de production et le charbon disponible à la consommation. Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants.

II. Commercialisation de l'énergie

Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Commercialisation de l'énergie à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les variations de la juste valeur diminuée des coûts de sortie sont comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle la variation survient.

III. Pièces, matériaux et fournitures

Les pièces, les matériaux et les fournitures sont comptabilisés au moindre du coût, évalué au coût moyen mobile, et de la valeur nette de réalisation.

G. Immobilisations corporelles

L'investissement de la Société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement ou de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs

seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable. Le coût des pièces de rechange importantes est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié est effectué à intervalles réguliers. Les travaux d'entretien d'envergure planifiés comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés au titre des activités d'entretien d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure. Les dépenses de remplacement de composantes engagées dans le cadre de travaux d'entretien d'envergure sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.

Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

Un élément ou une composante des immobilisations corporelles est décomptabilisé au moment de la cession ou lorsqu'aucun avantage économique n'est attendu de son utilisation ou de sa cession. Tout profit ou toute perte découlant de la décomptabilisation est inclus dans le résultat net au moment de la décomptabilisation de l'actif. La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles sont amorties à partir du moment où l'actif est prêt à être utilisé, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Les pièces de rechange désignées comme essentielles pour assurer le fonctionnement continu d'une centrale en particulier sont amorties sur la durée d'utilité de la centrale, même si la pièce n'est pas en service. Les autres pièces de rechange sont amorties à partir du moment où elles sont mises en service. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, généralement selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

Production de charbon	De 2 à 12 ans
Production de gaz	De 2 à 30 ans
Production d'énergie hydroélectrique	De 3 à 60 ans
Production d'énergie éolienne	De 3 à 30 ans
Biens et matériel miniers	De 2 à 12 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	De 2 à 30 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction (voir la note 2 S)). Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt incorporés dans le coût de l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

H. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées séparément du goodwill à leur juste valeur à la date de l'acquisition. Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût. Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de mise en valeur sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente ou aux avantages économiques futurs probables de l'immobilisation incorporelle.

Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement imputables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant. L'amortissement est compris dans les postes Amortissement et Combustible et achats d'électricité des comptes de résultat consolidés.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle, sauf pour les droits relatifs aux mines de charbon, qui sont amortis selon le mode de l'unité de production, d'après les réserves minières estimées. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés annuellement, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles se composent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des droits relatifs aux mines de charbon, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 2 à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 5 à 20 ans

I. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles, à l'exception du goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice que les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée ont subi une perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats d'exploitation projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la Société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une dépréciation. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une dépréciation possible. Plutôt, une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque la Société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la Société font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, la Société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle l'actif appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur correspond au prix auquel un actif pourrait être échangé dans le cadre d'une transaction normale entre les intervenants du marché à la date d'évaluation. Les prix récents des transactions sont pris en compte dans le calcul de la juste valeur. Si aucune pareille transaction ne peut être relevée, un modèle d'évaluation approprié comme l'actualisation des flux de trésorerie est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession in fine. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT, une perte de valeur de l'actif est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient est estimée et, si la valeur recouvrable a augmenté, la perte de valeur comptabilisée antérieurement est reprise. Si une perte de valeur est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une perte de valeur est comptabilisée en résultat net.

J. Goodwill

Le goodwill généré lors d'un regroupement d'entreprises est comptabilisé à titre d'actif à la date de la prise de contrôle. Le goodwill est évalué comme le coût d'une acquisition majoré du montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (le cas échéant), diminué de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge identifiables connexes.

Le goodwill n'est pas amorti, mais doit plutôt faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si une analyse des événements ou de la situation indique qu'il pourrait y avoir eu une perte de valeur. Un changement important de la situation financière de l'UGT, ou des groupes d'UGT, à laquelle se rapporte le goodwill ou des tendances sectorielles ou économiques négatives importantes sont des signes possibles. Pour les besoins des tests de dépréciation, le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Pour effectuer le test de dépréciation, la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à sa valeur comptable. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net, d'abord en réduisant la valeur comptable du goodwill, puis en diminuant la valeur comptable des autres actifs de l'unité. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

K. 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 à titre de charges d'exploitation jusqu'au moment où la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement devrait se produire, quand il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société. Les coûts engagés sont alors inclus dans les autres actifs. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants incorporés dans l'actif à l'égard de projets dont la réalisation est devenue improbable sont comptabilisés en résultat net.

L. Impôts sur le résultat

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporaires). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'avantage prévu au titre de crédits d'impôt et de pertes fiscales pouvant faire l'objet d'un report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les crédits d'impôt et les pertes fiscales. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporaires se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité au résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités aux autres éléments du résultat global ou directement aux capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé.

Pour les différences temporaires imposables liées à des participations dans des filiales, un passif d'impôt différé doit être comptabilisé, sauf dans la mesure où la Société est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporaire se résorbera et s'il est probable que la différence temporaire ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

M. Avantages futurs du personnel

La Société offre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Le coût des services rendus selon les régimes à prestations définies est établi au moyen de la méthode des unités de crédit projetées au prorata des services. Le coût financier net est déterminé en appliquant le taux d'actualisation au passif net au titre des prestations définies. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies et du coût financier net est déterminé à l'aide des taux de rendement du marché à la fin de la période, des obligations de sociétés de première qualité, ayant une monnaie et une durée correspondant à la monnaie et à la durée estimées des obligations au

titre des prestations. Les réévaluations, notamment les écarts actuariels et le rendement des actifs des régimes (compte non tenu des intérêts nets), sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se sont produites. Les écarts actuariels découlent des ajustements liés aux résultats passés et des changements au titre des hypothèses actuarielles. Les réévaluations ne sont pas reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net au cours des périodes subséquentes.

Les profits ou les pertes découlant de la réduction ou de la liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la réduction ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages sociaux donne lieu à une réduction ou à une liquidation d'obligations, la réduction est comptabilisée avant la liquidation.

Pour déterminer si le financement minimum prescrit par la loi pour les régimes de retraite à prestations définies de la Société entraîne la comptabilisation d'un passif additionnel, la Société fournit des lettres de crédit à titre de sûreté qui ont pour effet de diminuer les exigences liées au financement. Aucun passif additionnel n'a été comptabilisé à cet égard.

Les cotisations exigibles aux termes de régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées à titre de passif et de charge au cours de la période où les services sont rendus.

N. Provisions

Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la Société devra régler l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite peut découler des actions de l'entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a, par conséquent, créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé en provision doit être la meilleure estimation des dépenses requises pour le règlement de l'obligation actuelle et être réévalué à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actualisée au moyen d'un taux d'intérêt ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché.

La Société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la Société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actuelle lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la Société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La Société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 G)). La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette. Si la Société prévoit recevoir d'un tiers le remboursement d'une partie des coûts de démantèlement futurs, le remboursement est traité comme un actif distinct si la Société a la quasi-certitude de recevoir ce remboursement. Les obligations en matière de démantèlement et de remise en état pour les mines de charbon sont contractées au fil du temps, à mesure que de nouveaux sites sont exploités, et une partie de la provision est réglée au fil du temps, à mesure que les sites sont remis en état, avant la restauration définitive des lieux. Les frais de restauration des lieux pour les biens miniers sont comptabilisés selon le mode des unités de production.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions à la fin de la période du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette.

O. Paiements fondés sur des actions

La Société évalue la charge de rémunération fondée sur les actions à la date d'attribution selon la juste valeur de l'attribution et comptabilise la charge au cours de la période d'acquisition des droits d'après l'estimation, par la Société, du nombre d'unités dont les droits seront finalement acquis. Toute attribution dont les droits s'acquerraient en tranches est comptabilisée comme une attribution distincte dont la juste valeur est évaluée séparément.

La charge de rémunération associée aux attributions réglées en instruments de capitaux propres et au comptant est comptabilisée respectivement dans les capitaux propres et le passif. Le passif lié aux attributions réglées au comptant est réévalué à la juste valeur à chacune des dates de clôture, y compris la date de règlement, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans la charge de rémunération.

P. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont initialement comptabilisés dans les stocks au coût. Ceux qui ont été achetés aux fins d'utilisation par la Société sont comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Les crédits consentis à TransAlta ou générés en interne sont comptabilisés à une valeur nulle. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon les meilleures estimations du montant requis par la Société pour régler l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont comptabilisés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les crédits et quotas d'émission détenus à des fins de transaction qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisés selon la méthode de la juste valeur. Autrement, ils sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

Q. Actifs détenus en vue de la vente

Un actif est classé comme détenu en vue de la vente si sa valeur comptable est recouvrée principalement au moyen d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la Société. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Toute dépréciation est comptabilisée en résultat net. L'amortissement et la mise en équivalence cessent quand un actif ou un placement en titres de capitaux propres est classé comme détenu en vue de la vente. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont présentés comme courants dans les états de la situation financière consolidés.

R. Contrats de location

Un contrat de location est un accord en vertu duquel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en échange d'un paiement ou d'une série de paiements.

Les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité. Le produit locatif tiré des contrats de location simple, y compris les loyers conditionnels, est comptabilisé sur la durée de l'accord et est pris en compte dans les produits des activités ordinaires aux comptes de résultat consolidés. Un loyer conditionnel peut survenir lorsque le paiement contractuel, dont le montant n'est pas fixe, est établi sur la base d'un critère comme le degré d'utilisation ou la production.

Les contrats de location ou d'autres accords contractuels dont la quasi-totalité des risques et des avantages rattachés à la propriété de ces actifs est transférée à la Société sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. Un actif loué et une obligation découlant du contrat de location sont comptabilisés au plus faible de la juste valeur et de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements de location sont ventilés entre la charge d'intérêts et une réduction du passif lié au contrat de location. Les loyers conditionnels sont comptabilisés en charges au cours des périodes où ils sont engagés. Les actifs loués sont amortis sur la plus courte de la durée d'utilité estimative de l'actif et de la durée du contrat de location.

S. Coûts d'emprunt

TransAlta incorpore au coût de l'actif les coûts d'emprunt qui sont directement imputables aux emprunts généraux contractés aux fins de la construction d'actifs qualifiés ou qui y sont liés. Les actifs qualifiés sont des actifs qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés et qui comprennent en général des centrales ou d'autres actifs qui sont construits sur des périodes de plus de 12 mois. Les coûts d'emprunt considérés comme directement imputables sont ceux qui auraient pu être évités si les dépenses relatives à l'actif qualifié n'avaient pas été faites. Les coûts d'emprunt qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont inclus dans le coût de la composante de l'immobilisation corporelle connexe. L'incorporation des coûts d'emprunt dans le coût d'un actif prend fin lorsque les activités indispensables à la préparation de l'actif préalablement à son utilisation sont pratiquement terminées.

Tous les autres coûts d'emprunt sont passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

T. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent des regroupements d'entreprises où la Société détient une participation inférieure à 100 %. Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées initialement à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle au titre des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. La Société décide au cas par cas quelle méthode d'évaluation elle doit utiliser. Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent également découler d'un accord contractuel conclu entre la Société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans un actif ou une activité en particulier, et la Société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

U. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. TransAlta est partie à deux catégories de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises.

Les entreprises communes impliquent que les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits à l'égard des actifs et des obligations au titre des passifs se rapportant à celle-ci. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de l'entreprise commune. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés

en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune.

Dans les coentreprises, les coentrepreneurs n'ont aucun droit à l'égard des actifs ou des obligations de la coentreprise. Chaque coentrepreneur a plutôt des droits sur l'actif net du partenariat. La Société présente sa participation dans les coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de la coentreprise après la date d'acquisition. L'incidence des transactions entre la Société et les coentreprises est éliminée en fonction de la participation de la Société. Les distributions reçues des coentreprises réduisent la valeur comptable du placement. Tout excédent du coût d'une acquisition moins la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés d'une coentreprise est comptabilisé à titre de goodwill, est inclus dans la valeur comptable du placement et doit être soumis à un test de dépréciation en tant que partie intégrante du placement.

Les placements dans les coentreprises sont soumis à un test de dépréciation à la date de clôture s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une perte de valeur est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

V. Subventions publiques

Les subventions publiques sont comptabilisées lorsqu'il existe une assurance raisonnable que l'entité se conformera aux conditions rattachées aux subventions et que les subventions seront reçues. Lorsque la subvention est liée à une charge, elle est comptabilisée en résultat net au cours de la même période pendant laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés. Lorsque la subvention est liée à un actif, elle est comptabilisée en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et comptabilisée en résultat comme une réduction de l'amortissement sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

W. Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice.

Le résultat dilué par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, ajusté pour tenir compte de l'effet après impôts des dividendes, des intérêts ou d'autres variations du résultat net découlant des instruments potentiellement dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice, ajusté pour tenir compte des actions ordinaires supplémentaires qui seraient émises à la conversion de tous les instruments potentiellement dilutifs.

X. Regroupements d'entreprises

Les transactions qui constituent l'acquisition d'une entreprise sont comptabilisées au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs identifiables acquis et les passifs repris sont évalués à la date d'acquisition selon la juste valeur. Le goodwill correspond à l'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée moins la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs identifiables repris.

Les frais liés à l'acquisition aux fins du regroupement d'entreprises, à l'exception des coûts d'émission de titres d'emprunt ou de capitaux propres, sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Y. Frais de découverte

Un actif au titre des activités de découverte est comptabilisé lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il est probable que les avantages futurs associés à l'amélioration de l'accès aux réserves de charbon dans le cadre des activités de découverte seront réalisés, ii) la composante de la réserve de charbon pour laquelle l'accès a été amélioré peut être identifiée et iii) les coûts liés aux activités de découverte relatifs à cette composante peuvent être évalués de façon fiable. Les coûts comprennent les coûts directement engagés pour mener les activités de découverte ainsi qu'une

répartition des frais généraux directement attribuables. L'actif au titre des activités de découverte qui en découle est amorti selon le mode de l'unité de production sur la durée d'utilité attendue de la composante identifiée à laquelle il a trait. L'amortissement est comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon.

Z. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la Société, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financières de la Société. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux mesures qui en résultent sont décrits ci-dessous :

I. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue si une perte de valeur pourrait être intervenue ou s'il existe un indice que des pertes de valeur comptabilisées antérieurement n'existent plus ou ont diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de sortie, il faut utiliser les informations sur les transactions de tiers pour des actifs similaires 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 d'après 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 actuel de l'actif.

Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées à l'égard des prix de vente, des coûts des produits vendus, de la production, de la consommation de combustible, des dépenses d'investissement, des coûts liés au démantèlement, et des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée de vie des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où la centrale est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle des installations.

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

L'établissement des UGT ou des groupes d'UGT aux fins du test de dépréciation de l'actif et du goodwill peut également influencer sur le résultat du test. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs, et le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition qui a donné lieu au goodwill. L'affectation du goodwill est réévaluée lorsque la composition des secteurs, des UGT ou des groupes d'UGT change. Pour l'établissement

des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. La Société évalue les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que ses propres plans et pratiques en matière de gestion du risque lié au prix des produits de base pour choisir les points à analyser.

Pour ce qui est de l'affectation ou de la réaffectation du goodwill, il faut beaucoup de jugement pour évaluer les synergies et leurs incidences. Il existe également des seuils minimums relativement aux activités de sectorisation et de surveillance interne. Dans le cadre de cet exercice, la Société évalue les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, son organisation fonctionnelle et son potentiel de croissance future, et examine ses propres processus d'évaluation du rendement. De l'information sur les jugements et estimations importants relatifs à la dépréciation dans la période de 2016 à 2018 est présentée aux notes 7 et 18.

II. Contrats de location

Pour déterminer si les CAÉ et les autres contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si l'exécution de l'accord requiert l'utilisation d'un actif précis et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la Société, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

III. Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la Société exerce ses activités. Le processus suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la Société sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits. La direction utilise les prévisions à long terme de la Société pour évaluer le recouvrement des actifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'évaluations et de traitements différents des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Se reporter à la note 11 pour en savoir plus sur les incidences des politiques fiscales de la Société.

IV. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. La juste valeur est classée d'après une hiérarchie à trois niveaux, qui est présentée et décrite de manière plus détaillée à la note 14. Les justes valeurs de certains instruments financiers et dérivés sont classées dans le niveau III, car ceux-ci ne sont pas négociés par la Société sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles et nécessitent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes pour établir la juste valeur.

Le calcul de la juste valeur de ces contrats et de ces instruments dérivés peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant, entre autres, sur les prix futurs, la volatilité et la liquidité. Cette estimation de la juste valeur

n'est pas nécessairement une indication des montants qui seront réalisés ou réglés, et les variations de ces hypothèses pourraient avoir une incidence sur la juste valeur des instruments financiers présentée. La juste valeur peut fluctuer considérablement et peut être favorable ou défavorable selon la conjoncture du marché. La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle détermine si une transaction prévue hautement probable désignée à titre de couverture de flux de trésorerie aura lieu selon ses estimations au chapitre des prix et de la production pour permettre l'exécution de la transaction future.

V. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont incorporés au coût de l'actif selon la méthode comptable décrite à la note 2 K). La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société, dans le cadre de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7 B).

VI. Provisions au titre des activités de démantèlement et de remise en état

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 N) et à la note 21. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision.

VII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée. De l'information sur les changements apportés à la durée d'utilité des installations est fournie à la note 3 A) III).

VIII. Avantages futurs du personnel

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

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

- Des données démographiques sur les employés, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes.
- Les effets des changements aux dispositions des régimes.
- Les changements d'hypothèses actuarielles importantes, notamment les salaires, l'augmentation des coûts des soins de santé et les taux d'actualisation.

En raison de la complexité de l'évaluation des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, un changement au titre de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes. Ces hypothèses sont examinées tous les ans afin d'assurer qu'elles sont toujours appropriées. Voir la note 28 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

IX. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, TransAlta comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les poursuites en instance et les réclamations pour cause de

force majeure. Ces provisions et changements subséquents qui peuvent leur être apportés sont déterminés selon la meilleure estimation de la Société de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence des estimations formulées par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé. Pour en savoir plus sur les autres provisions, se reporter aux notes 4 et 21.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15»), qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. En avril 2016, l'IASB a publié une modification à l'IFRS 15 afin de clarifier les éléments suivants : identification des obligations de prestation, entité agissant pour son propre compte ou comme mandataire, licences de propriété intellectuelle et mesures de simplification de transition. L'IFRS 15, dans sa version modifiée, doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son application anticipée est permise.

La Société a adopté l'IFRS 15 le 1^{er} janvier 2018. En conséquence, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des produits, laquelle est présentée à la note 2 A).

La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats en cours à la date de première application. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»), laquelle est présentée à la note 2 A) iii).

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de la première application de la norme dans le déficit au 1^{er} janvier 2018. L'application des exigences relatives à la composante financement importante dans un contrat spécifique a entraîné une augmentation de 17 millions de dollars au titre du passif sur contrat, une diminution de 4 millions de dollars au titre du passif d'impôt différé et une augmentation de 13 millions de dollars au titre du déficit. Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. L'application des exigences relatives à la composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

De plus, la Société ne comptabilise plus les produits des activités ordinaires (ou les coûts du combustible) liés à la contrepartie autre qu'en trésorerie pour le gaz naturel fourni par un client à l'une de ses centrales alimentées au gaz, puisque selon l'IFRS 15, la Société n'obtient pas le contrôle du gaz naturel fourni par le client.

Se reporter à l'analyse de la note 2 A) et de la note 5 pour une ventilation des produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients et des produits des activités ordinaires tirés d'autres sources.

Les tableaux suivants présentent les postes des états financiers touchés par l'adoption de l'IFRS 15 au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date.

Compte de résultat consolidé résumé

Exercice clos le 31 déc. 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Produits des activités ordinaires	2 253	(4)	2 249
Combustible, coûts de carbone et achats d'électricité	(1 109)	9	(1 100)
Charge d'intérêts nette	(243)	(7)	(250)
Incidence sur le résultat net	(88)	(2)	(90)

État de la situation financière consolidé résumé

Au 31 déc. 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Passifs d'impôt différé	505	(4)	501
Passif sur contrats	68	19	87
Déficit	(1 481)	(15)	(1 496)

Il n'y a aucune incidence sur le tableau des flux de trésorerie par suite de l'adoption de l'IFRS 15.

II. IFRS 9, Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté l'IFRS 9, qui introduit de nouvelles exigences en matière de :

- classement et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers;
- comptabilisation et évaluation de la dépréciation des actifs financiers;
- comptabilité de couverture générale.

Conformément aux dispositions transitoires de la norme, la Société a choisi de ne pas retraiter les périodes antérieures. L'incidence de l'adoption de l'IFRS 9 a été comptabilisée en déficit au 1^{er} janvier 2018. Bien que la Société n'ait pas subi d'incidence directe par suite de l'adoption de l'IFRS 9, une augmentation de 1 million de dollars au titre du déficit a résulté de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle en raison de l'incidence de l'IFRS 9 pour TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»).

Les méthodes comptables de la Société selon l'IFRS 9 sont décrites à la note 2 C), et les principales incidences sont énoncées ci-après. Pour de plus amples renseignements sur les méthodes comptables de la Société en vertu de l'IAS 39 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés annuels de 2017 de la Société.

a. Classement et évaluation

L'IFRS 9 introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Se reporter à la note 2 C) pour plus de détails.

La direction de la Société a examiné et évalué le classement de ses instruments financiers existants au 1^{er} janvier 2018 en fonction des faits et des circonstances qui existaient à cette date, tel qu'il est indiqué ci-dessous. Aucun des reclassements n'a eu d'incidence importante sur la situation financière, le résultat, les autres éléments du résultat global ou le total du résultat global de la Société après la date d'application initiale.

Instrument financier	Catégorie selon l'IAS 39	Classement selon l'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Coût amorti
Liquidités soumises à restrictions	Prêts et créances	Coût amorti
Créances clients et autres débiteurs	Prêts et créances	Coût amorti
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	Prêts et créances	Coût amorti
Prêt à recevoir (autres actifs)	Prêts et créances	Coût amorti
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés détenus à des fins de transaction	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur par le biais du résultat net
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global
Dettes fournisseurs et charges à payer	Autres passifs financiers	Coût amorti
Dividendes à verser	Autres passifs financiers	Coût amorti
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés détenus à des fins de transaction	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur par le biais du résultat net
Passifs de gestion du risqué (courants et non courants) – instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global
Facilités de crédit et dette à long terme	Autres passifs financiers	Coût amorti

b. Dépréciation des actifs financiers

L'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de dépréciation pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. Le modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues exige que les entités comptabilisent les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers à la date de comptabilisation initiale et qu'elles tiennent compte des variations des pertes de crédit attendues à chaque date de clôture afin de refléter les variations du risque de crédit.

La direction de la Société a examiné et évalué la dépréciation de ses actifs financiers existants en ayant recours à des informations raisonnables et justifiables conformément aux exigences de l'IFRS 9 afin de déterminer le risque de crédit des éléments respectifs à la date de leur comptabilisation initiale, et a comparé ce risque au risque de crédit au 1^{er} janvier 2018. Le risque de crédit n'a pas augmenté de façon importante par suite de l'application de l'IFRS 9 et aucune correction de valeur pour pertes n'a été comptabilisée.

c. Modèle général de comptabilité de couverture

L'IFRS 9 maintient les trois types de relations de couverture de l'IAS 39 (les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'investissement net dans un établissement à l'étranger), mais accroît la souplesse quant aux types de transactions admissibles à la comptabilité de couverture.

Le test d'efficacité de l'IAS 39 est remplacé par le principe du «lien économique» qui exige que la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. En outre, le test d'efficacité rétrospectif de la couverture n'est plus exigé selon l'IFRS 9.

Conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9 pour la comptabilité de couverture, la Société a appliqué les exigences de l'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture de façon prospective à compter de la date d'application initiale, soit le 1^{er} janvier 2018, et les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. Les relations de couverture admissibles de la Société en vertu de l'IAS 39 en vigueur au 1^{er} janvier 2018 étaient également admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de l'IFRS 9 et étaient donc considérées comme des relations de couverture maintenues. Aucun rééquilibrage des relations de couverture n'a été nécessaire le 1^{er} janvier 2018. Étant donné que les conditions essentielles des instruments de couverture sont en concordance avec leurs éléments couverts correspondants, toutes les relations de couverture continuent d'être efficaces selon l'évaluation de l'efficacité de l'IFRS 9. La Société n'a désigné aucune relation de couverture en vertu de l'IFRS 9 qui n'aurait pas satisfait aux critères de la comptabilité de couverture admissible en vertu de l'IAS 39. De plus amples détails sur les activités de couverture de la Société sont présentés aux notes 14 et 15.

L'objectif et la stratégie de gestion des risques de la Société, y compris les instruments de gestion du risque et leurs termes clés, sont détaillés aux notes 15 A) et 15 C).

Dans certains cas, la Société achète des éléments non financiers en monnaie étrangère, pour lesquels elle peut conclure des contrats à terme afin de couvrir le risque de change sur les achats prévus. L'IAS 39 et l'IFRS 9 exigent que les profits et pertes de couverture soient comptabilisés à titre d'ajustement de la valeur comptable initiale des éléments non financiers couverts une fois comptabilisés (comme les immobilisations corporelles), mais en vertu de l'IFRS 9, ces ajustements ne sont plus considérés comme des ajustements de reclassement et n'ont pas d'incidence sur les autres éléments du résultat global. En vertu de l'IFRS 9, ces montants seront directement transférés à l'actif et seront reflétés dans l'état des variations des capitaux propres en tant que reclassement du cumul des autres éléments du résultat global.

L'application des exigences de la comptabilité de couverture de l'IFRS 9 n'a aucune autre incidence sur les résultats et la situation financière de la Société pour l'exercice en cours ou les exercices antérieurs.

III. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Par suite de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 4 O), la Société a ajusté la durée d'utilité de certains de ses actifs miniers afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon en gaz de la Société. En outre, le 1^{er} janvier 2017, la fin de la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta de la Société a été ramenée à 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté d'environ 38 millions de dollars (58 millions de dollars en 2017). Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

En raison de la décision de la Société de mettre l'unité 1 de la centrale de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018 (se reporter à la note 4 A) pour plus de renseignements), la fin de la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles de l'unité 1 de la centrale de Sundance a été réduite de deux ans au cours du deuxième trimestre de 2017 pour la ramener au 31 décembre 2018. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 26 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, la Société a prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021 (se reporter à la note 4 A) pour plus de renseignements). Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué d'environ 4 millions de dollars. Toutefois, au troisième trimestre de 2018, la Société a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance et a comptabilisé une perte de valeur égale à la valeur comptable nette résiduelle de l'actif (se reporter aux notes 4 A) et 7 pour plus de renseignements).

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16»). En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, qui remplace les indications actuelles de l'IFRS pour les contrats de location. Selon les indications, les preneurs sont tenus de déterminer si le contrat est un contrat de location-financement ou un contrat de location simple, selon certains critères. Les contrats de location-financement sont comptabilisés à l'état de la situation financière, tandis que les contrats de location simple ne le sont pas. En vertu de l'IFRS 16, les preneurs devront comptabiliser un passif lié au contrat de location et un droit d'utilisation de l'actif pour pratiquement tous les contrats de location. Les preneurs pourront appliquer une exemption facultative leur permettant de ne pas comptabiliser certains contrats de location à court terme et contrats de location de faible valeur. De plus, la nature et le calendrier des charges liées à ces contrats de location seront modifiés, car, en vertu de l'IFRS 16, les charges liées aux contrats de location simple comptabilisées sur une base linéaire sont remplacées par une dotation aux amortissements pour les actifs et une charge d'intérêts liée au titre des obligations locatives. Pour les bailleurs, la comptabilité demeure essentiellement inchangée.

L'IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. Au moment de la transition, TransAlta a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée à compter du 1^{er} janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

- Exemptions relatives aux contrats de location à court terme dont la durée résiduelle est d'au plus 12 mois au 1^{er} janvier 2019 et aux contrats de location dont l'objet sous-jacent est de faible valeur.
- Exclusion des coûts directs initiaux aux fins de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de la première application.
- Utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui renferme des options de prolongation ou de résiliation.
- Ajustement de l'actif au titre du droit d'utilisation du montant au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires en vertu de l'IAS 37 immédiatement avant la date de la première application.
- Évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement au contrat de location immédiatement avant la date de la première application.

La Société a achevé en grande partie son évaluation des contrats de location simple existants. De l'avis de la Société, nous comptabiliserons l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative connexe découlant des contrats de location simple existants dans le cadre desquels nous sommes le preneur une somme variant de 42 millions de dollars à 52 millions de dollars. Ces modifications seront en partie contrebalancées par la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement et d'un passif au titre des contrats de location-financement, et une diminution nette du déficit, relativement à un accord contractuel comptabilisé comme un contrat de location-financement en vertu de l'IAS 17, qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16.

C. Chiffres comparatifs

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

4. Événements importants

A. Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta

I. Projet mené dans le cadre du programme d'électricité renouvelable de l'Alberta – Windrise

Au quatrième trimestre de 2018, le projet de production de 207 MW d'énergie éolienne Windrise de TransAlta a été choisi par l'Alberta Electric System Operator («AESO») comme l'un des trois projets prometteurs lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. Le parc éolien de Windrise, qui se trouve dans le comté de Willow Creek, s'appuie sur un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans conclu avec l'AESO. Le projet, dont le coût est estimé à environ 270 millions de dollars, devrait entrer en exploitation au cours du deuxième trimestre de 2021.

II. Approvisionnement en gaz pour les unités converties du charbon au gaz

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquiescer une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») construira et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi³/j») et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc fournira une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 90 millions de dollars. La construction du gazoduc Pioneer a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième semestre de 2019. L'investissement de TransAlta est assujéti aux approbations réglementaires finales, qui devraient être obtenues au cours du premier semestre de 2019.

La décision de travailler avec Tidewater devance l'échéancier pour la construction du gazoduc Pioneer et permet d'accélérer la conversion des centrales. TransAlta demeure d'avis que le fait d'avoir au moins deux gazoducs d'approvisionnement en gaz naturel réduirait les risques d'exploitation, et poursuit ses discussions avec d'autres parties pour la construction d'autres gazoducs qui viendraient combler les besoins d'approvisionnement en gaz des centrales.

III. Stratégie de conversion du charbon au gaz des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills

Le 6 décembre 2017, la Société a mis à jour sa stratégie visant à accélérer la transition vers la production à partir du gaz et des énergies renouvelables. Au cours de 2018, la Société a mis à l'arrêt et mis hors service les unités suivantes de la centrale de Sundance :

- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance le 1^{er} janvier 2018
- Mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2018
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à un an, qui a été portée à deux ans

TransAlta ne prévoit plus mettre temporairement à l'arrêt l'unité 4 de la centrale de Sundance et effectuera des travaux d'entretien au cours du premier semestre de 2019.

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Le règlement prévoit des règles pour les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz, ainsi que des dispositions particulières pour la conversion du charbon au gaz. La conversion au gaz des unités prolongerait non seulement leur durée d'exploitation, mais procurerait également les avantages suivants : une importante réduction des émissions de carbone ainsi que des coûts qui y sont liés; une importante diminution des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien; et une amélioration de la souplesse d'exploitation. TransAlta prévoit convertir certaines ou la totalité de ses unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et les unités 1 à 3 de la centrale de Keephills entre 2020 et 2023.

IV. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale canadienne stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a consenti à prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Cette mesure a donné à la Société la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta. Toutefois, en juillet 2018, TransAlta a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance. La décision a été en grande partie motivée par l'âge, la taille et la courte durée d'utilité de cette unité par rapport à d'autres unités, et par l'importance des capitaux requis pour remettre l'unité en service.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offraient une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble de la centrale de Sundance qui fournit la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool a expiré le 31 décembre 2017.

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars (28 millions de dollars après impôts) relativement à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance. Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 20 millions de dollars (15 millions de dollars après impôts) sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

B. Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Au cours de 2017, une filiale de TransAlta Renewables, Kent Hills Wind LP («KHWLP»), a conclu un contrat à long terme avec Énergie NB en vue de la vente de la totalité de l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills. Parallèlement, l'échéance du contrat avec Énergie NB relativement à l'unité 1 du parc éolien de Kent Hills a été reportée de 2033 à 2035, ce qui correspond à la durée d'utilité des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'expansion est pleinement opérationnelle, ce qui porte la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills à 167 MW.

C. Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Les projets de parc éolien consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 20 février 2018, et l'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition d'Antrim ait lieu au début de 2019.

Le 20 avril 2018, 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 («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 reflet, 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 reflet 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. Les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parcs éoliens aux États-Unis devraient être financés par TransAlta Renewables et sont évalués à 240 millions de dollars américains, et un billet à ordre de 25 millions de dollars est à recevoir. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis. TransAlta Renewables financera ces coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction d'environ 61 millions de dollars (48 millions de dollars américains). Le 2 janvier 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 45 millions de dollars (33 millions de dollars américains).

D. TransAlta Renewables fait l'acquisition de trois actifs d'énergie renouvelable auprès de la Société

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès d'une filiale de la Société d'une participation financière dans le parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota et dans les centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts («Mass Solar») par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis d'une filiale de la Société une participation dans le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'est établi à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge

de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

L'acquisition de Kent Breeze a été comptabilisée par TransAlta Renewables comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 31 mai 2018 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres de participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 1 million de dollars en 2018.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de 33 millions de dollars d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

E. TransAlta Renewables conclut un placement d'actions ordinaires pour un produit de 150 millions de dollars

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement de 11 860 000 actions ordinaires par voie de prise ferme par un syndicat de preneurs fermes (le «placement»). Les actions ordinaires ont été émises au prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars (produit net de 144 millions de dollars).

Le produit net a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit devront servir aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits à la note 4 C) ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables. Se reporter à la note 12 pour plus de détails sur la participation de TransAlta dans TransAlta Renewables.

F. Financement de 345 millions de dollars

Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta en concluant un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP LP («TransAlta OCP»). Il s'agit d'un placement privé garanti notamment par une charge de premier rang sur les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Les obligations amortissables portent intérêt à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030. Les obligations ont obtenu de DBRS une note de BBB, avec une tendance stable. Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

Le produit net a servi à rembourser en partie les débentures à 6,40 %, comme il est décrit ci-dessous.

G. Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débentures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débentures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat était au total d'environ 425 millions de dollars, y compris une prime au remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

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

Le 9 mars 2018, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto 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 («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA sont annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 14 mars 2018 et se termine le 13 mars 2019 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 102 039 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 408 156 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 28 février 2018) peuvent être achetées à la Bourse de Toronto 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 2018, la Société a acheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires à un prix moyen de 7,02 \$ l'action, pour un coût total de 23 millions de dollars. Se reporter à la note 24 pour plus de détails. D'autres transactions dans le cadre de l'OPRA, le cas échéant, dépendront des conditions du marché. La Société conserve le pouvoir discrétionnaire d'effectuer des acquisitions dans le cadre de l'OPRA et de déterminer le moment, le montant et le prix acceptable de ces acquisitions, sous réserve en tout temps des exigences de la Bourse de Toronto et d'autres exigences réglementaires applicables.

I. Rachat anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de la totalité de ses 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). Une prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

J. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des contrats d'achat d'électricité 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 conteste l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool a exclu certains actifs miniers qui, de l'avis de la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette pour une indemnité de résiliation additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage des CAÉ.

K. Avis de résiliation du CAÉ conclu avec South Hedland par Fortescue Metals Group Limited

Le 13 novembre 2017, la Société a annoncé que TEC Hedland Pty Ltd («TEC Hedland»), filiale de la Société, avait reçu un avis de résiliation officiel du CAÉ conclu avec South Hedland («CAÉ de South Hedland») de la part d'une filiale de Fortescue Metals Group Limited («FMG»). Le CAÉ de South Hedland permet à FMG de résilier le contrat si la centrale électrique n'atteint pas les critères de l'exploitation commerciale dans le délai imparti. De l'avis de FMG, la centrale électrique de South Hedland n'a pas atteint les critères de l'exploitation commerciale.

La Société estime que tous les critères établissant l'exploitation commerciale, y compris tous les critères de rendement, ont été satisfaits selon les modalités du CAÉ de South Hedland. Ces critères comprennent la réception d'un certificat d'exploitation commerciale, la réussite de certains essais à l'égard des exigences, et l'obtention des permis et des approbations nécessaires auprès du North West Interconnected System et des organismes publics. La confirmation de

l'atteinte des critères de l'exploitation commerciale a été fournie par des sociétés d'ingénierie indépendantes, ainsi que par Horizon Power, la société d'État de services publics. La Société prend toutes les mesures qui s'imposent pour protéger ses intérêts dans la centrale et pour s'assurer que les flux de trésorerie prévus aux termes du CAÉ de South Hedland sont réalisés. Depuis juillet 2017, la centrale électrique de South Hedland est entièrement fonctionnelle et répond aux exigences de FMG prévues au CAÉ de South Hedland.

Le 4 décembre 2017, TEC Hedland a intenté des procédures devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale afin de recouvrer les montants facturés en vertu du CAÉ de South Hedland.

L. Réacquisition de la centrale de Solomon

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG compte racheter la centrale électrique de Solomon de TEC Pipe Pty Ltd. («TEC Pipe»), filiale en propriété exclusive de la Société, pour un montant d'environ 335 millions de dollars américains. FMG a conclu l'acquisition de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017, et TEC Pipe a obtenu un montant de 325 millions de dollars américains en contrepartie. FMG a retenu la tranche résiduelle du prix d'achat. Selon la Société, ce montant n'aurait pas dû être retenu, et la Société prend les mesures nécessaires devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale pour recouvrer la totalité ou une partie importante du montant auprès de FMG.

M. Financement par TransAlta Renewables d'un projet de 260 millions de dollars visant des actifs éoliens au Nouveau-Brunswick et rachat anticipé de débentures en circulation

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a annoncé que sa filiale en propriété majoritaire indirecte KHWLP avait réalisé un placement d'obligations d'environ 260 millions de dollars garanties notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de KHWLP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 4,454 %, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Une partie du produit net a servi à financer une partie des coûts de construction de l'unité 3 du projet de parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW. Le produit restant a servi à consentir des avances à sa filiale Canadian Hydro Developers Inc. («CHD») et à Natural Forces Technologies Inc., partenaire de KHWLP, qui détient une participation d'environ 17 % dans KHWLP. Au 31 décembre 2018, un produit de 31 millions de dollars a été classé dans les liquidités soumises à restrictions à l'égard du compte de réserve de construction et sera libéré sous réserve du respect de certaines modalités, qui seront déterminées au premier trimestre de 2019.

Parallèlement, CHD, filiale en propriété exclusive de TransAlta Renewables, a envoyé un avis indiquant qu'elle rachèterait avant leur échéance toutes ses débentures non garanties. Les débentures devaient venir à échéance en juin 2018. Le 12 octobre 2017, CHD a racheté les débentures non garanties moyennant le versement d'un montant global de 201 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 191 millions de dollars, d'une prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars et des intérêts à payer de 4 millions de dollars. La prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

N. Résultats de la conversion des actions privilégiées de série E et de série C et rajustement du taux de dividende

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion de ses actions privilégiées de série E en actions privilégiées de série F. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série E n'a été convertie en actions privilégiées de série F le 30 septembre 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion de ses actions privilégiées de série C en actions privilégiées de série D. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série C n'a été convertie en actions privilégiées de série D le 30 juin 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

O. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec le gouvernement de l'Alberta sur les 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.

Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société recevra des paiements de transition annuels au comptant d'environ 37 millions de dollars, montant net, à compter de 2017 jusqu'en 2030. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Les autres conditions consistent à maintenir les dépenses prescrites au titre d'activités d'investissement en Alberta, de conserver une proportion importante des activités en Alberta (y compris de respecter un plancher d'emploi déterminé dans l'entente), de maintenir les dépenses dans des programmes et des initiatives pour soutenir les collectivités près des centrales et les employés de la Société touchés par l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon, et d'honorer toutes ses obligations envers les employés concernés. 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.

La Société a également conclu avec le gouvernement un protocole d'entente visant à collaborer et à coopérer à la définition d'un cadre réglementaire en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon, de favoriser la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de veiller à ce que la production actuelle d'électricité puisse participer efficacement à un futur marché de capacité qui devrait être mis en place dans la province d'Alberta.

P. Dispense pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été déconnectée le 5 mars 2013, par suite de l'existence soupçonnée d'une défaillance de l'enroulement du générateur. Des tests et des analyses approfondis ont permis de conclure qu'un rembobinage complet du stator du générateur était nécessaire. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013, une fois les réparations achevées. La Société a demandé une dispense pour cause de force majeure le 26 mars 2013. L'acheteur, ENMAX, a contesté cette dispense, ce qui a donné lieu à une audience d'arbitrage sur la cause de force majeure qui s'est déroulée en mai 2016. Le 18 novembre 2016, la Société a annoncé qu'un groupe d'arbitrage indépendant avait accordé la dispense pour cause de force majeure. Par conséquent, la Société a repris la provision d'environ 94 millions de dollars en 2016. L'acheteur et le Balancing Pool veulent être entendus par la Cour du Banc de la Reine en Alberta pour faire écarter la sentence arbitrale. Cette audience est prévue entre le 27 février 2019 et le 1^{er} mars 2019.

Q. Financement de Poplar Creek

Le 7 décembre 2016, la Société a annoncé que sa filiale en propriété exclusive indirecte, TAPC Holdings L.P., qui détient la participation de la Société dans la centrale de cogénération de Poplar Creek, a réalisé le placement privé d'obligations garanties de premier rang à taux variable pour un montant en capital total de 202,5 millions de dollars. Les obligations viennent à échéance le 31 décembre 2030 et sont garanties par une charge de premier rang sur tous les titres de capitaux propres de l'émetteur et de son commandité, ainsi que par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur de ces obligations. Les obligations sont amortissables et portent intérêt pour chaque trimestre à un taux annuel correspondant au taux CDOR de trois mois en vigueur au premier jour du trimestre visé majoré de 395 points de base.

R. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré (le «contrat de production autonome») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario pour la centrale de cogénération de Mississauga. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, simultanément à son exécution, la Société a convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018. En décembre 2018, TransAlta a exercé son option visant à résilier son entente avec Boeing Canada Inc. le 31 décembre 2021. TransAlta est tenue d'enlever la centrale et de remettre le site en état dans un délai de trois ans.

Le contrat de production autonome a procuré à la Société des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. La note 9 C) présente plus de détails sur ce contrat et son incidence sur les états financiers.

S. Actifs de Wintering Hills détenus en vue de la vente

La Société a acquis sa participation dans l'installation de Wintering Hills en 2015 dans le cadre de la restructuration des accords associés à sa centrale de cogénération de Poplar Creek. Au 31 décembre 2016, les critères pour que les actifs de Wintering Hills soient classés comme étant détenus en vue de la vente étaient atteints. Les actifs détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en 2016 dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. L'installation de Wintering Hills a été vendue le 1^{er} mars 2017, pour un produit net de 61 millions de dollars pour la Société.

T. Financement d'un projet visant des actifs éoliens au Québec par TransAlta Renewables

Le 3 juin 2016, la filiale en propriété exclusive indirecte de TransAlta Renewables, New Richmond Wind L.P. («NRWLP»), a réalisé un placement d'obligations pour environ 159 millions de dollars, qui sont garanties par une charge de premier rang sur tous les actifs de NRWLP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à partir de la date d'émission à un taux de 3,963 %, le capital et les intérêts étant payables semestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2032.

U. Placement et acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute par TransAlta Renewables (les «actifs canadiens»)

Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a réalisé son placement dans une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs canadiens de la Société pour une valeur combinée globale d'environ 540 millions de dollars. Les actifs canadiens sont constitués d'environ 611 MW d'actifs de production d'électricité en grande partie assujettis à des contrats situés en Ontario et au Québec.

En contrepartie, TransAlta Renewables a remis à la Société un montant en trésorerie de 173 millions de dollars, émis 15 640 583 actions ordinaires d'une valeur totale de 152 millions de dollars, et émis une débenture subordonnée non garantie convertible de 215 millions de dollars. Le 9 novembre 2017, TransAlta Renewables a procédé au rachat anticipé de la débenture moyennant le versement d'un montant global de 218 millions de dollars, composé d'un capital de 215 millions de dollars et d'intérêts à payer de 3 millions de dollars. La débenture convertible devait arriver à échéance le 31 décembre 2020.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement visant 17 692 750 reçus de souscription à un prix de 9,75 \$ par reçu de souscription. À la clôture de la transaction, chaque porteur de reçus de souscription a reçu, sans contrepartie additionnelle, une action ordinaire de TransAlta Renewables et un équivalent de dividendes en espèces de 0,07 \$ par reçu de souscription détenu. Par conséquent, TransAlta Renewables a émis 17 692 750 actions ordinaires et versé un équivalent de dividendes totalisant 1 million de dollars. Les frais d'émission des actions ont totalisé 8 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars.

Le 30 novembre 2016, TransAlta Renewables a acquis une participation directe dans les actifs canadiens de la Société pour un prix d'achat de 520 millions de dollars financé par l'émission d'un billet. Parallèlement, la filiale de la Société a racheté les actions privilégiées qu'elle avait émises à TransAlta Renewables en janvier 2016 au moment où TransAlta Renewables acquérait une participation financière dans les actifs canadiens décrits précédemment de 520 millions de dollars. Les deux transactions ont fait l'objet de modalités compensatoires et, par conséquent, aucun paiement en trésorerie n'a été effectué. TransAlta Renewables a acquis également le fonds de roulement et certaines pièces de rechange amortissables totalisant 19 millions de dollars, financés par l'émission d'un prêt ne portant pas intérêt payable à la Société.

L'acquisition des actifs canadiens a été comptabilisée par TransAlta Renewables en tant que regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis au titre des actifs canadiens ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 30 novembre 2016 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 38 millions de dollars en 2016.

5. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et de caractéristiques écologiques, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Exercice clos le 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - É.-U.	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	517	9	224	91	206	132	—	—	1 179
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ¹	68	—	—	68	27	7	—	—	170
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés	(1)	115	4	—	(20)	—	67	—	165
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	16	—	—	—	16
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ²	328	318	4	6	53	17	—	(7)	719
Total des produits des activités ordinaires	912	442	232	165	282	156	67	(7)	2 249

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	38	9	—	—	18	—	—	—	65
Au fil du temps	479	—	224	91	188	132	—	—	1 114
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	517	9	224	91	206	132	—	—	1 179

1) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple (247 millions de dollars en 2017 et 221 millions de dollars en 2016).

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

B. Soldes des contrats

La Société a comptabilisé les actifs et passifs sur contrats liés aux produits des activités ordinaires suivants :

Passifs sur contrats

Au 31 déc. 2017	62
Ajustement transitoire – IFRS 15	17
Montants transférés aux produits des activités ordinaires compris dans le solde d'ouverture	(10)
Contrepartie reçue	13
Augmentations découlant des intérêts courus et passés en charges au cours de la période	6
Montants transférés aux dettes fournisseurs	(1)
Au 31 déc. 2018	87

Les passifs sur contrats se composent principalement de la contrepartie reçue du partenaire de l'entreprise commune de l'unité 3 de la centrale de Keephills à l'égard duquel la Société a une obligation future de fournir des biens et des services en vertu du contrat. La contrepartie reçue dépend du plan de remplacement des dépenses d'investissement liées aux mines et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés à mesure que la Société respecte ses obligations de prestation aux termes du contrat selon lequel elle doit se tenir prête à livrer du charbon et en assurer la livraison.

C. Obligations de prestation qui restent à remplir

En vertu de la nouvelle norme sur les produits des activités ordinaires, la Société est tenue de fournir le montant total du prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir (produits des activités ordinaires tirés de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés) pour les contrats en vigueur à la date de clôture. Les informations fournies ci-après ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles aux mesures de simplification suivantes :

- La Société comptabilise les produits des activités ordinaires tirés d'un contrat à un montant correspondant au montant facturé, lequel reflète la valeur des services rendus au client depuis le début du contrat. Des contrats de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques, centrales alimentées au gaz et installations solaires et à ses activités commerciales et industrielles sont admissibles à cette mesure de simplification. En ce qui concerne ces contrats, la Société n'est pas tenue de fournir de l'information relative aux obligations de prestation qui restent à remplir.
- Les contrats dont la durée initiale attendue est de 12 mois ou moins.

De plus, dans de nombreux contrats de la Société, les éléments du prix de transaction font l'objet d'une limitation, notamment pour les produits des activités ordinaires variables qui sont tributaires des volumes de production futurs découlant de la demande des clients ou du marché ou les prix du marché qui sont assujettis à des facteurs hors du contrôle de la Société. Les produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations sont exclus des informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'à ce que les limitations soient résolues. Ainsi, les ajustements des produits des activités ordinaires visant à comptabiliser une composante financement importante d'un contrat sont exclus des montants fournis au titre des obligations de prestation qui restent à remplir.

Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-après ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

Charbon au Canada

Au 31 décembre 2018, la Société était partie à des CAÉ avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité de deux de ses centrales alimentées au charbon, selon leur affectation, qui arrivent à échéance le 31 décembre 2020. Toute l'électricité produite est acheminée aux clients. Certaines sources de produits des activités ordinaires découlant d'un CAÉ sont comptabilisées à titre de contrat de location et l'information à leur égard est exclue. Le prix comporte de multiples composantes, de nature fixe et variable, qui consistent en ce qui suit : un paiement de capacité fondé sur un remboursement de capital, des paiements de disponibilité (en provenance ou à l'intention du client) calculés selon le prix du pool moyen sur 30 jours consécutifs et la disponibilité réelle de la centrale par rapport à la disponibilité ciblée précisée dans les CAÉ, un recouvrement des coûts réglementaires transférés, et des paiements pour la livraison d'énergie en

fonction du coût variable de production de l'énergie. Les paiements liés à l'énergie varient selon la production de la centrale, qui dépend de la demande du marché et de la capacité opérationnelle de la centrale. Les produits des activités ordinaires sont habituellement comptabilisés progressivement, sur une base mensuelle. Les produits des activités ordinaires futurs fondés sur la contrepartie variable sont présumés être entièrement limités et l'information à leur égard est exclue.

La Société est également partie à plusieurs contrats pour la vente de sous-produits de la combustion de charbon de certaines de ses centrales alimentées au charbon. La durée des contrats varie d'un an à trois ans. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent en définitive de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis, lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

La Société est partie à un contrat à sa mine de charbon en Alberta, en vertu duquel la mine doit avoir la capacité de livrer le charbon exigé et de fournir des services sur l'élimination des sous-produits à la centrale. La durée du contrat dépend en grande partie des plans et des décisions à l'égard de la conversion du charbon au gaz de la Société. Les modalités de tarification sont fondées sur les coûts réels engagés pour fournir le charbon et varieront sur la durée du contrat. Les produits des activités ordinaires seront comptabilisés sur la base des coûts engagés et des volumes de charbon livrés, lesquels sont variables et dépendent de la demande d'électricité sur le marché, qui est assujettie à divers facteurs hors du contrôle de la Société. Par conséquent, les informations à l'égard des produits des activités ordinaires liés aux obligations de prestation qui restent à remplir associés à cette composante du contrat sont exclues puisqu'ils sont variables et présumés être entièrement limités. Le client finance également une tranche des dépenses d'investissement liées aux mines requises dans le cadre du prix de transaction, ce qui constitue une composante financement importante pour la Société. Les produits des activités ordinaires sont tributaires du plan de dépenses de remplacement des mines de la Société et de leur recouvrement, ainsi que la composante financement importante, et sont comptabilisés dans les produits par amortissement à mesure que la Société remplit son obligation de prestation qui consiste à se rendre disponible pour livrer le charbon et s'occuper de la livraison de charbon. La composante financement importante de ces produits des activités ordinaires est exclue de ces informations.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 330 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 245 millions de dollars au cours des deux prochains exercices, puis en moyenne entre 7 millions de dollars et 10 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Charbon aux États-Unis

Le contrat à long terme de la Société visant la vente de l'électricité produite à sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis est considéré comme un dérivé et est désigné comme couverture globale. Par conséquent, puisque les produits des activités ordinaires tirés de l'électricité livrée au client sont comptabilisés en vertu des modalités contractuelles, les produits des activités ordinaires ne sont pas comptabilisés conformément à l'IFRS 15 et le contrat a été exclu des obligations d'information à fournir selon l'IFRS 15.

La Société est également partie à un contrat visant la vente de sous-produits de la combustion de charbon de sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

Gaz au Canada

Au 31 décembre 2018, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la prestation de services d'énergie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario. Les contrats consistent tous en une seule obligation de prestation pour la Société, soit celle de se tenir prête à livrer de l'énergie sous forme d'électricité et de vapeur. Les principales modalités sont résumées ci-après :

Les contrats d'approvisionnement en électricité exigent la livraison de quantités précises de vapeur à chaque client et comportent des modalités de tarification qui comprennent des frais fixes et variables liés à l'électricité, à la capacité et à la vapeur, ainsi que des ajustements d'égalisation en fonction des volumes de vapeur minimaux contractuels. Le rapprochement des frais liés à la vapeur est fondé sur une estimation du volume de vapeur pris du client et du volume minimal contractuel, et sur divers facteurs, notamment le prix de l'électricité annuel moyen du marché et la moyenne des prix affichés localement et des prix indiciels du gaz naturel, ainsi que le transport. Dans le cas des volumes de vapeur qui ne sont pas pris par le client, un mécanisme de partage des produits des activités ordinaires prévoit le partage des produits générés par la Société en utilisant cette vapeur pour produire et vendre de l'électricité. Les tarifs de la capacité et de l'électricité varient d'un contrat à l'autre et sont assujettis à une indexation annuelle à des taux différents. Au bout du compte, l'électricité et la vapeur livrées dépendent des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livrera de l'électricité et de la vapeur jusqu'à l'achèvement du contrat à la fin 2022.

À la même centrale alimentée au gaz, la Société a conclu avec l'autorité locale de l'énergie un contrat, lequel prévoit des frais fixes pour mise à disposition de capacités qui sont ajustés selon les variations saisonnières, la demande de vapeur des autres clients de la centrale et les produits des activités ordinaires nets présumés liés dans la production d'électricité au sein du marché. Par conséquent, les produits des activités ordinaires qui seront comptabilisés dans l'avenir varieront puisqu'ils sont tributaires de facteurs hors du contrôle de la Société et sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser ces produits des activités ordinaires à mesure qu'elle se tient prête à livrer de l'électricité jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2025.

Au 31 décembre 2018, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la livraison de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario, jusqu'en 2023. Les tarifs en vertu de ces contrats sont établis selon une base tarifaire fixe par gigajoule et peuvent augmenter chaque année en fonction des prix du gaz et de l'inflation. Les contrats prévoient des engagements d'achat ferme en matière de volumes annuels minimaux.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats ont totalisé environ 25 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 4 millions de dollars et 6 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à certains des contrats d'autres centrales alimentées au gaz de la Société en Ontario et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Gaz en Australie

Au 31 décembre 2018, la Société était partie à des CAÉ avec des clients visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz situées en Australie. Un contrat est considéré comme un contrat de location et l'information à son égard est exclue. De façon générale, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients. Les modalités de tarification comprennent des composantes de prix fixes et variables pour l'électricité livrée et les paiements fixes liés à la capacité. Les prix peuvent faire l'objet d'ajustements d'égalisation portant sur les écarts de la consommation spécifique de chaleur prévue et sont assujettis à divers facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis

lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. L'échéance de ces contrats varie, allant de 2021 à 2042.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 2 280 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 230 millions de dollars au cours des trois prochains exercices, puis en moyenne entre 80 millions de dollars et 110 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au 31 décembre 2018, la Société avait conclu des contrats à long terme avec des clients visant la livraison d'électricité et de crédits d'énergie renouvelable connexes provenant de deux parcs éoliens situés en Alberta et au Minnesota, pour lesquels la mesure de simplification liée au montant facturé n'est pas appliquée. Habituellement, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients à des prix fixes, dont certains sont assujettis à des facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. La Société prévoit comptabiliser ces montants dans les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre l'électricité sur la durée résiduelle des contrats, jusqu'en 2024 et 2034. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des ressources éoliennes, qui sont hors du contrôle de la Société. Les quantités livrées et, par conséquent, les produits des activités ordinaires comptabilisés dans l'avenir varieront. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société est également partie à des contrats visant la vente de certificats d'énergie renouvelable produite dans des centrales éoliennes commerciales et prévoit comptabiliser les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre les certificats d'énergie renouvelable à l'acheteur sur la durée résiduelle des contrats, jusqu'en 2019 et 2024.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 9 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 1 million de dollars et 2 millions de dollars annuellement jusqu'à l'échéance des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à des contrats d'énergie éolienne en Ontario, au Nouveau-Brunswick, au Québec et au Wyoming et à tous les contrats d'énergie solaire, et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Hydroélectricité

Au 31 décembre 2018, la Société a conclu un CAÉ avec le Balancing Pool en vue de fournir la capacité de production de 12 centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Alberta. Le paiement de capacité est fixé sur une base annuelle. Dans le cadre du CAÉ, la Société a également une obligation financière à l'égard du Balancing Pool qui est déterminée en fonction des quantités notionnelles de l'électricité livrée et du prix du pool pour la période. La Société prévoit comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle rend la capacité accessible au client jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2020. La Société est également partie à des contrats prévoyant des services de redémarrage à froid dans des centrales hydroélectriques spécifiques et a conclu un contrat avec le gouvernement de l'Alberta visant la gestion de l'eau de la Bow River en vue de réduire les inondations et la sécheresse, l'ensemble de contrats échéant d'ici 2020.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 130 millions de dollars, et la Société prévoit les comptabiliser au cours des deux prochains exercices.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à tous les contrats d'énergie hydroélectrique en Ontario, en Colombie-Britannique et à Washington et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

6. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018		2017		2016	
	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Combustible ¹	656	—	685	—	665	—
Réduction (reprise) de valeur des stocks de charbon	—	—	—	—	(4)	—
Achats d'électricité	210	—	162	—	143	—
Amortissement minier	136	—	73	—	63	—
Salaires et avantages sociaux ¹	98	245	96	248	96	249
Autres charges d'exploitation	—	270	—	269	—	240
Total	1 100	515	1 016	517	963	489

1) Un montant de 90 millions de dollars en 2017 et en 2016 a été reclassé du poste Combustible au poste Salaires et avantages sociaux afin de respecter le classement de 2018.

7. 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 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.

A. UGT marchande de l'Alberta

En 2018, 2017 et 2016, l'incertitude persistait dans la province d'Alberta au sujet du Plan de leadership sur le climat du gouvernement, des paramètres futurs qui serviront à définir le marché de l'électricité de l'Alberta et des politiques fédérales sur la taxe carbone et les émissions de gaz à effet de serre («GES»). En outre, les conditions économiques ont contribué au débordement de l'offre et à la faiblesse des prix du marché de 2015 à 2017. La Société a évalué si ces facteurs et les événements qui se sont produits vers la fin de 2016, dont il est question plus en détail ci-dessous, représentaient des indicateurs de dépréciation possibles pour son UGT marchande de l'Alberta. Compte tenu de la composition de cette UGT, la Société a établi qu'il n'existait aucun indicateur de dépréciation à l'égard de l'UGT marchande de l'Alberta. La Société n'a donc pas réalisé de test de dépréciation détaillé pour ces exercices, mais elle a procédé à une analyse de sensibilité pour ces facteurs pour tous les exercices afin de confirmer que l'excédent de la valeur recouvrable estimative par rapport à la valeur comptable nette était suffisant. L'analyse de l'UGT marchande de l'Alberta a démontré qu'elle comptait une réserve importante en 2018, 2017 et 2016 en raison de l'important portefeuille de la Société dans le secteur d'énergies renouvelables exploitées sur une base de production marchande dans la province.

I. 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, pour laquelle il existe une importante réserve. 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 reflet d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze (se reporter à la note 4 D)). Dans le cadre de ces acquisitions, les actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'escompte 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 (se reporter aux notes 17 et 19).

II. 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, pour laquelle il existe une importante réserve. 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.

III. 2016

Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars (se reporter à la note 4 S)). Relativement à cette vente, les actifs de Wintering Hills ont été comptabilisés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016. Comme il est exigé, la Société a soumis les actifs à un test de dépréciation avant de les classer comme étant détenus en vue de la vente. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en utilisant le prix d'acquisition du contrat de vente comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2016.

B. Frais de mise en valeur de projets

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

8. Créances au titre des contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, associés à la centrale de cogénération de Fort Saskatchewan et à la centrale de cogénération de Poplar Creek se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	30	29	68	66
De deux à cinq ans inclusivement	80	74	110	82
Plus de cinq ans	140	112	140	126
	250	215	318	274
Déduire : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	35	—	44	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	215	215	274	274
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 13)	24		59	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	191		215	
	215		274	

9. Autres résultats d'exploitation nets

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	—
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	—	—
Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga	—	(9)	(191)
Recouvrements d'assurance	(7)	—	(3)
Provision pour frais de restructuration	—	—	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	(204)	(49)	(193)

A. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions de ses 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.

Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2020. En juillet 2018, la Société a obtenu

du financement fondé sur les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon (se reporter aux notes 4 O) et 22).

B. Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance

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 et a reçu une indemnité de résiliation de 157 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2018. Se reporter à la note 4 J) pour plus de détails.

C. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

2016

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat de production autonome avec la SIERE pour sa centrale de cogénération de Mississauga. Le contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. La Société a convenu de résilier de façon anticipée le contrat précédant avec la SIERE, qui, autrement, aurait pris fin en décembre 2018.

En raison de ce contrat, la Société a comptabilisé un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars. Les composantes principales du profit ont trait à la comptabilisation de produits ponctuels actualisés d'environ 207 millions de dollars, contrebalancés par des frais au titre de contrats déficitaires et autres frais de résiliation totalisant environ 16 millions de dollars. La Société a aussi comptabilisé un amortissement accéléré de 46 millions de dollars en raison de la modification de la durée d'utilité de l'actif. Des pertes latentes nettes avant impôts de 14 millions de dollars ont été sorties du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisées en résultat net après l'annulation de la désignation à titre de couverture, à des fins comptables, de couvertures de flux de trésorerie.

2017

Au quatrième trimestre de 2017, la Société a renégocié le contrat de location du terrain de la centrale à un coût inférieur à ce qui avait été estimé en 2016, entraînant ainsi la comptabilisation d'un profit de 9 millions de dollars.

2018

En décembre 2018, TransAlta a exercé son option visant à résilier son entente avec Boeing Canada Inc. le 1^{er} janvier 2021. TransAlta est tenue d'enlever la centrale et de remettre le site en état dans un délai de trois ans.

D. Recouvrements d'assurance

En 2018, la Société a reçu 7 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance, dont une indemnité d'assurance de 6 millions de dollars liée à l'incendie d'une tour dans le parc éolien du Wyoming et 1 million de dollars pour la réparation de matériel dans le secteur Charbon au Canada. Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2017.

En 2016, la Société a reçu 3 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance, dont 2 millions de dollars pour une interruption d'activités et 1 million de dollars pour le remplacement ou la remise à neuf de matériel de certaines centrales éoliennes.

10. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Intérêt sur la dette	184	218	218
Produit d'intérêts	(11)	(7)	(2)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 17)	(2)	(9)	(16)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 22)	24	6	1
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	13	18	19
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills (note 4 P)	—	—	(10)
Divers ¹	15	(3)	(4)
Désactualisation des provisions (note 21)	24	21	20
Charge d'intérêts nette	250	247	229

1) 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 et un montant d'environ 7 millions de dollars se rapporte à la composante de financement importante selon les dispositions de l'IFRS 15 (voir la note 3).

11. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat avant impôts sur le résultat	(96)	(54)	314
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujetti à l'impôt	(19)	(35)	(109)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	(115)	(89)	205
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	26,8	26,8	26,7
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévue	(31)	(24)	55
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Taux d'impôt effectifs étrangers plus bas	(3)	(11)	(16)
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale	—	—	11
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé	27	(15)	(10)
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	—	110	1
Divers	1	4	(3)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38
Taux d'impôt effectif (%)	5	72	19

II. Composantes de la charge d'impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charge d'impôt exigible ¹	28	79	23
Ajustements à l'égard des impôts différés des exercices précédents	—	—	(3)
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(61)	(110)	16
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale ²	—	—	11
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ³	—	110	1
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (de la reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé ⁴	27	(15)	(10)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charge d'impôt exigible	28	79	23
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(34)	(15)	15
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38

1) En 2017, la Société a comptabilisé une charge d'impôts exigible de 56 millions de dollars en raison de la cession de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017.

2) En 2016, des réorganisations de certaines filiales de TransAlta ont été effectuées dans le cadre du financement du projet de New Richmond et de la cession des actifs canadiens à TransAlta Renewables. Les réorganisations ont entraîné la comptabilisation de passifs d'impôt différé respectivement de 3 millions de dollars et 8 millions de dollars. Le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant, puisque, avant la réorganisation, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.

3) Le 22 décembre 2017, le gouvernement américain a adopté le projet de loi H.R.1., connu sous le nom de Tax Cuts and Jobs Act, qui prévoit de réduire le taux fédéral de l'impôt sur les sociétés pour le faire passer de 35 % à 21 %. Le passif d'impôt différé net de la Société lié aux activités aux États-Unis qu'elle détient directement regroupe un actif d'impôt différé et un passif d'impôt différé dont le montant net est de 6 millions de dollars. La réduction du taux fédéral de l'impôt sur les sociétés a entraîné une diminution de l'actif d'impôt différé de 104 millions de dollars, dont la totalité est comptabilisée en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés, contrebalancée par une baisse du passif d'impôt différé de 110 millions de dollars, dont 1 million de dollars est comptabilisé en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés, contrebalancé par un recouvrement d'impôt différé de 111 millions de dollars comptabilisé dans les états du résultat global consolidés. Le montant de 2016 a trait à l'incidence de la hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés au Nouveau-Brunswick de 12 % à 14 %, en date du 3 février 2016.

4) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 27 millions de dollars (reprise de réduction de valeur de 15 millions de dollars en 2017 et de 10 millions de dollars en 2016). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société avait sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2021 et 2037 pour les pertes générées avant 2018.

B. États des variations des capitaux propres consolidés

Le montant total d'impôt exigible et différé lié aux éléments porté au crédit ou au débit des capitaux propres est présenté comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(12)	(108)	51
Incidence nette liée aux couvertures de l'investissement net	—	(7)	16
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	5	(4)	4
Charge d'impôts sur le résultat présentée dans les capitaux propres	(7)	(119)	71

C. États de la situation financière consolidés

Les principales composantes des actifs (passifs) d'impôt différé de la Société sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2018	2017
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes	547	541
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	113	117
Immobilisations corporelles	(896)	(1 009)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(145)	(160)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	68	74
Intérêt déductible au cours de périodes futures	48	50
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	35	42
Produits différés tirés du charbon	23	16
Autres différences temporaires déductibles	–	22
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(207)	(307)
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(266)	(218)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(473)	(525)

Les passifs d'impôt différé, montant net, sont présentés dans les états de la situation financière consolidés comme suit :

Aux 31 décembre	2018	2017
Actifs d'impôt différé ¹	28	24
Passifs d'impôt différé	(501)	(549)
Passifs d'impôt différé, montant net	(473)	(525)

1) Les actifs d'impôt différé présentés dans les états de la situation financière consolidés sont recouvrables selon le résultat futur prévu et les stratégies de planification fiscale. Les hypothèses utilisées pour estimer le résultat futur reposent sur les prévisions à long terme de la Société.

D. Éventualités

Au 31 décembre 2018, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (4 millions de dollars en 2017) relatif à des positions fiscales incertaines.

12. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales et les exploitations de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentées dans le tableau qui suit :

Filiale/exploitation	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 déc. 2018
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % – Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	39,1 % – actionnaires publics
Kent Hills Wind LP ¹	17 % – Natural Forces Technologies Inc.

1) Détenue par TransAlta Renewables.

TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans une centrale alimentée au charbon. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie renouvelable au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à partir d'énergies renouvelables de la Société.

Le sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle est comme suit :

A. TransAlta Renewables

Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

La centrale de South Hedland a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B détenues dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de participation en capitaux propres dans TransAlta Renewables a augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les actions de catégorie B ont été converties à un ratio supérieur à 1:1 étant donné que les coûts de construction et de mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu avec TransAlta Renewables.

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a mis en place un régime de réinvestissement des dividendes pour les détenteurs canadiens d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. À compter du 31 juillet 2018, les actionnaires admissibles peuvent choisir de réinvestir automatiquement leurs dividendes mensuels dans des actions ordinaires supplémentaires de la Société.

Par suite de la conversion des actions de catégorie B, du régime de réinvestissement des dividendes et de la transaction (voir la note 4), le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société a fluctué comme suit depuis la formation de TransAlta Renewables :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres		
Du 29 avril 2014 au 6 mai 2015	70,3			70,3
Du 7 mai 2015 au 25 novembre 2015	76,1			72,8
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6			62,0
Du 6 janvier 2016 au 31 juillet 2017	64,0			59,8
Du 1 ^{er} août 2017 au 21 juin 2018	64,0			64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018	61,1			61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018	61,0			61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018	60,9			60,9
Exercices clos les 31 décembre		2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires		462	459	259
Résultat net		241	13	1
Total du résultat global		281	(24)	40
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net		94	11	2
Total du résultat global		110	—	18
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		79	85	83
Aux 31 décembre			2018	2017
Actifs courants			250	145
Actifs non courants			3 497	3 483
Passifs courants			(159)	(356)
Passifs non courants			(1 192)	(1 075)
Total des capitaux propres			(2 396)	(2 197)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle			(961)	(812)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)			39,1	36,0

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires	185	175	274
Résultat net	29	61	211
Total du résultat global	29	61	258
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	14	31	105
Total du résultat global	14	31	128
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	86	87	68

Aux 31 décembre	2018	2017
Actifs courants	82	193
Actifs non courants	354	404
Passifs courants	(54)	(73)
Passifs non courants	(28)	(26)
Total des capitaux propres	(354)	(498)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(176)	(247)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

13. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2018	2017
Créances clients	597	693
Montants à recevoir au titre de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga	—	108
Créances clients, montant net	597	801
Billet à ordre à recevoir ¹	25	—
Garanties versées (note 15)	105	67
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	24	59
Partie courante du prêt à recevoir (note 20)	—	5
Impôts sur le résultat à recevoir	5	1
Créances clients et autres débiteurs	756	933

1) Le billet à ordre à recevoir porte sur le financement fourni à l'égard du projet de parc éolien Antrim (se reporter à la note 4 C) pour plus de détails).

14. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti (voir la note 2 C)). Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable au 31 décembre 2018					
	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Autres actifs financiers (JVRN)	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	89	—	89
Liquidités soumises à restrictions	—	—	66	—	66
Créances clients et autres débiteurs	—	—	731	25	756
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	191	—	191
Actifs de gestion du risque					
Courants	60	86	—	—	146
Non courants	629	33	—	—	662
Autres actifs	—	—	37	15	52
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	497	—	497
Dividendes à verser	—	—	58	—	58
Passifs de gestion du risque					
Courants	1	89	—	—	90
Non courants	1	40	—	—	41
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	—	—	3 267	—	3 267

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2017

	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	314	—	314
Liquidités soumises à restrictions	—	—	30	—	30
Créances clients et autres débiteurs	—	—	933	—	933
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	215	—	215
Actifs de gestion du risque					
Courants	82	137	—	—	219
Non courants	638	46	—	—	684
Autres actifs	—	—	33	—	33
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	—	595	595
Dividendes à verser	—	—	—	34	34
Passifs de gestion du risque					
Courants	8	93	—	—	101
Non courants	2	38	—	—	40
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location financement ²	—	—	—	3 707	3 707

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

B. Juste valeur des instruments financiers

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

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la Société examine d'abord les données de marché observables de l'extérieur. Toutefois, si celles-ci ne sont pas disponibles, la Société a recours à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie 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.

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement.

Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II de la Société comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas observables.

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques («bootstrap»), à l'aide de données d'entrée reposant 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 prix historiques.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit,

compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

Aux 31 décembre Description	2018		2017	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	801	+116 -116	853	+130 -130
Ventes d'électricité à long terme – Alberta	4	+1 -1	(1)	+2 -2
Achats d'électricité conditionnels – unités	18	+4 -4	44	+7 -9
Produits structurés – est des États-Unis	6	+5 -5	17	+8 -7
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(39)	+21 -21	–	–
Autres	4	+3 -3	5	+9 -9

i. Vente d'électricité à long terme – États-Unis

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Pour les périodes au-delà de 2020, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). Avant le deuxième trimestre de 2018, la prévision sur les prix de base était établie au moyen de prévisions indépendantes supplémentaires du secteur. La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 se situe entre 20 \$ US et 35 \$ US (25 \$ US et 34 \$ US au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 6 \$ US (6 \$ US au 31 décembre 2017) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est raffermi par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont augmenté respectivement d'environ 62 millions de dollars et 9 millions de dollars.

ii. Vente d'électricité à long terme – Alberta

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à prix fixe à long terme de 12,5 MW (sur une base mensuelle) dans le marché de l'Alberta, jusqu'en décembre 2024. Le contrat est comptabilisé comme étant détenu à la juste valeur par le biais du résultat net.

Pour les périodes au-delà de 2023, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées afin d'établir les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. L'hypothèse sur les prix de base repose sur la plus récente prévision de prix obtenue d'un service de prévisions externe indépendant, qui est reconnu dans le secteur comme étant un expert du marché de l'Alberta. Les prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont de 40 \$ (entre 63 \$ et 67 \$ au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 20 % est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

iii. Achats d'électricité conditionnels – unités

En vertu de CAÉ conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu par MWh produit multiplié par la quote-part de la production réelle de l'unité si celle-ci est en service (aucun montant n'est payé s'il y a une interruption de service). Les contrats sont comptabilisés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés prévus et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter un escompte ou une prime par rapport au prix moyen de l'électricité établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2017) et de 2,2 % à 16,9 % (2,2 % à 2,8 % au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 1,1 % à 1,9 % (1,1 % à 1,9 % au 31 décembre 2017) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,6 % à 27,3 % (7,8 % à 10,5 % au 31 décembre 2017), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iv. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe et des contrats sur consommation spécifique de chaleur dans l'est des États-Unis. Aux termes des contrats d'électricité à prix fixe, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. La Société a également acheté et vendu des contrats sur la consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur la consommation spécifique de chaleur, l'acheteur a le droit d'acheter de l'électricité au moment où la consommation spécifique de chaleur sur le marché est plus élevée que celle visée par contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de 75 % à 109 % et 63 % à 104 % (respectivement 75 % à 159 % et 71 % à 88 % au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 4 % à 7 % (7 % au 31 décembre 2017) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 4 % à 9 % (6 % au 31 décembre 2017), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de 25 % à 84 % et 70 % (respectivement 18 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible de la fourchette des volatilités implicites et des corrélations d'environ respectivement 37 % à 49 % et 30 % (respectivement 27 % à 32 % et 10 % en 2017).

v. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis

En ce qui a trait à l'acquisition de Big Level (se reporter à la note 4 C)), la Société a conclu un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. Le début des activités commerciales de la centrale devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2019, le contrat se prolongeant durant 15 ans après la mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable après 2023 et 2022, respectivement. Le prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable par MWh utilisés pour déterminer la juste valeur de base du niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de 42 \$ US à 68 \$ US et 7 \$ US à 8 \$ US. L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une variation des volumes de production approximative prévus de 10 %, une variation des prix de l'énergie de 6 \$ US et une variation des prix de crédits d'énergie renouvelable de 1 \$ US constituent des variations raisonnablement possibles.

II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 31 décembre 2018 : niveau I – actif net de 3 millions de dollars (passif net de 1 million de dollars au 31 décembre 2017), niveau II – passif net de 19 millions de dollars (passif net de 42 millions de dollars au 31 décembre 2017), et niveau III – actif net de 695 millions de dollars (actif net de 771 millions de dollars au 31 décembre 2017).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 découlent essentiellement du règlement de contrats, en partie contrebalancé par des taux de change favorables.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des exercices clos respectivement les 31 décembre 2018 et 2017 :

	Exercice clos le 31 déc. 2018			Exercice clos le 31 déc. 2017		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	719	52	771	726	32	758
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(7)	(9)	(16)	100	(2)	98
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	4	4	–	33	33
Contrats réglés	(90)	(42)	(132)	(57)	(10)	(67)
Variation des taux de change	67	5	72	(50)	(2)	(52)
Transferts vers le (hors du) niveau III	–	(4)	(4)	–	1	1
Actifs nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	689	6	695	719	52	771
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	60	–	60	50	–	50
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat	90	–	90	57	29	86
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	(42)	(42)	–	19	19

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur de passif net de 2 millions de dollars au 31 décembre 2018 (actif net de 34 millions de dollars au 31 décembre 2017), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont principalement attribuables au règlement de contrats.

IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur sont présentées comme suit :

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 31 déc. 2018	–	3 181	–	3 181	3 204
Dette à long terme au 31 déc. 2017	–	3 708	–	3 708	3 638

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débiteures et des billets de premier rang de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir (se reporter à la note 20) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 8) se rapproche de leur valeur comptable.

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018	2017	2016
Profit net non amorti au début de l'exercice	105	148	202
Nouveaux profits (pertes) initiaux	(14)	12	10
Variation des taux de change	5	(7)	(4)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(47)	(48)	(60)
Profit net non amorti à la fin de l'exercice	49	105	148

15. Activités de gestion du risque

A. Stratégie de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque.

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion des risques comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil d'administration, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs et passifs nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 31 décembre 2018			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	59	–	59
Non courants	628	(8)	620
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	687	(8)	679
Divers			
Courants	–	(3)	(3)
Non courants	–	1	1
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	(2)	(2)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	687	(10)	677

Au 31 décembre 2017			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	74	7	81
Non courants	636	11	647
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	710	18	728
Divers			
Courants	–	37	37
Non courants	–	(3)	(3)
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	34	34
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	710	52	762

I. Conventions de compensation

Le tableau ci-dessous présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de la Société faisant l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires ou d'autres conventions semblables :

Aux 31 décembre	2018				2017			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Actifs financiers	Actifs financiers non courants	Passifs financiers	Passifs financiers non courants	Actifs financiers	Passifs financiers	Actifs financiers non courants	Passifs financiers non courants
	courants	courants	courants	courants	courants	courants	courants	courants
Montants bruts comptabilisés	210	666	(121)	(50)	281	637	(159)	(38)
Montants bruts compensés	—	—	—	—	(43)	—	43	—
Montants nets comme présentés dans les états de la situation financière consolidés	210	666	(121)	(50)	238	637	(116)	(38)

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Gestion du risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

Pour réduire le risque de variations défavorables des prix des produits de base, la Société a recours à trois outils :

- Un cadre de contrôles du risque.
- Un plan de couverture prédéfini, y compris des swaps financiers à prix fixe sur l'électricité et des contrats de vente d'énergie prévoyant la livraison à long terme pour couvrir le risque lié aux produits de base relativement à la production d'électricité.
- Un comité responsable de surveiller la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et de s'assurer de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique.

La Société a réalisé des couvertures du prix des produits de base pour sa centrale alimentée au charbon de Centralia et pour son exposition au marché de capacité marchande en Alberta, y compris des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme à la centrale de Centralia et des swaps financiers à prix fixe liés au portefeuille en Alberta pour couvrir les prix. Les deux stratégies de couverture relèvent de la stratégie de gestion du risque de la Société utilisée pour couvrir le risque lié aux produits de base.

Il n'y a pas de source d'inefficacité de la couverture pour l'exposition au marché de capacité marchande en Alberta.

Les expositions au risque de marché sont évaluées à l'aide de la valeur à risque («VaR») appuyée par l'analyse de sensibilité. Il n'y a eu aucun changement à l'exposition de la Société au risque de marché ou à la façon dont ce risque est géré ou évalué.

i. Gestion du risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la VaR. Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 décembre 2018 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2017 et 2 millions de dollars en 2016).

ii. Risque lié au prix des produits de base – production

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont différées jusqu'au règlement au moyen du cumul des autres éléments du résultat global, moment auquel le profit net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert influe sur le résultat net.

Au 31 décembre 2018, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 18 millions de dollars (16 millions de dollars en 2017 et 19 millions de dollars en 2016). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 décembre 2018, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 13 millions de dollars (5 millions de dollars en 2017 et 7 millions de dollars en 2016).

iii. Gestion du risque lié au prix des produits de base – couvertures

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Type (en milliers)				
Électricité (MWh)	2 128	—	1 997	44

En 2018, des profits latents avant impôts de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017 et 0 million de dollars en 2016) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés être inefficaces à des fins comptables ont été repris du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat net.

iv. Gestion du risque lié au prix des produits de base – éléments autres que de couverture

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Type (en milliers)				
Électricité (MWh)	58 885	37 023	14 688	7 348
Gaz naturel (GJ)	80 413	110 488	74 195	103 805
Transport (MWh)	29	11 163	1	3 455
Émissions (tonnes)	3 134	2 948	516	717

b. Gestion du risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier peuvent fluctuer en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt et les paiements de capacité tirés de CAÉ dans le secteur du charbon en Alberta. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

La facilité de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 14 % de la dette de la Société au 31 décembre 2018 (6 % en 2017).

Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés. Aucun instrument dérivé lié au risque de taux d'intérêt n'était en cours aux 31 décembre 2018, 2017 et 2016.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain, le yen japonais et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

La Société peut adopter les stratégies de couverture suivantes pour atténuer le risque de change :

- Des contrats de change à terme afin de réduire les variations défavorables des taux de change sur les dépenses liées aux projets et les distributions reçues en devises.
- Des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net.
- La désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux de change relativement à certaines filiales à l'étranger.

i. Couvertures de l'investissement net

En désignant la dette en devises comme couverture de l'investissement net de la Société dans des filiales à l'étranger, la Société a déterminé que la couverture est efficace dans la mesure où la monnaie étrangère des investissements nets correspond à la devise de la couverture et que, par conséquent, un lien économique existe.

Les couvertures de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger comprenaient la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 400 millions de dollars américains (480 millions de dollars américains en 2017). En 2016, la Société a annulé la désignation des contrats de change à terme à titre de couverture de

l'investissement net. Les pertes latentes cumulées sur ces contrats sont différées dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à la cession des activités à l'étranger connexes.

ii. Couvertures de flux de trésorerie

La Société n'avait pas de couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères importantes en cours aux 31 décembre 2018 et 2017.

iii. Éléments autres que de couverture

Dans le cadre de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables, la Société a accepté d'atténuer pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars américains et en dollars australiens des flux de trésorerie tirés des actifs australiens par rapport au dollar canadien jusqu'au 30 juin 2020. L'incidence financière des ententes est éliminée à la consolidation.

Afin d'atténuer une partie du risque qui est imputable aux participations ne donnant pas le contrôle, la Société a conclu des contrats de change avec des tiers jusqu'à concurrence du pourcentage revenant aux participations ne donnant pas le contrôle des flux de trésorerie prévus sur cinq ans jusqu'au 30 juin 2020. La comptabilité de couverture n'a pas été appliquée à ces contrats de change. Au début de 2017, la Société a modifié ses stratégies de couverture relatives aux flux de trésorerie liés à ses activités à l'étranger. Ces contrats de change ont été intégrés à la stratégie modifiée de la Société, au lieu de faire partie d'un programme de couverture distinct.

La Société a aussi recours aux contrats de change pour gérer ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change.

Aux 31 décembre	2018			2017		
	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>						
218 \$ AU	205 \$ CA	(5)	2019-2022	157 \$ CA	(9)	2018-2021
164 \$ US	214 \$ CA	(7)	2019-2022	104 \$ CA	11	2018-2021
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>						
124 \$ CA	100 \$ US	10	2022	230 \$ US	(4)	2018
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaies étrangères</i>						
–	–	–		270 \$ US	35	2018

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur une dette de 690 millions de dollars américains. Les variations des actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées sont reflétées dans le résultat net de façon prospective.

iv. Incidences du risque de change

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers libellés dans des monnaies étrangères autres que la monnaie fonctionnelle de la Société est présentée ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,04 \$ (0,04 \$ en 2017 et en 2016) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation possiblement raisonnable au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2018		2017		2016	
	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Monnaie étrangère						
Dollar américain	(13)	—	(5)	—	(5)	—
Dollar australien	(7)	—	(7)	—	(7)	—
Total	(20)	—	(12)	—	(12)	—

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2018 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	86	14	100	731
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	191
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	808
Prêts et effets à recevoir ²	—	100	100	77
Total				1 807

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

2) Comprennent le billet à ordre à recevoir de 25 millions de dollars (voir la note 13), le prêt à recevoir de 37 millions de dollars et le billet à recevoir de 15 millions de dollars (voir la note 20). Les contreparties n'ont aucune cote de solvabilité externe.

Une analyse de dépréciation est réalisée à chaque date de clôture à l'aide d'une matrice pour calculer les pertes de crédit attendues. Les taux de dotation sont fondés sur les taux de défaillance historiques par segment de créances clients ainsi que sur les cotes de crédit prospectives et les taux de défaillance prévus. En plus du calcul des pertes de crédit attendues, TransAlta surveille l'information prospective clé qui pourrait indiquer que les pourcentages de créances douteuses

historiques, les cotes de crédit prospectives attribuées par S&P et les taux de défaillance prévus ne représentent plus les pertes de crédit futures attendues. Le calcul reflète le montant fondé sur des pondérations probabilistes, la valeur temps de l'argent et les informations raisonnables et justifiables disponibles à la date de clôture sur des événements passés, des circonstances actuelles et des prévisions de la conjoncture économique à venir. TransAlta considère que la concentration du risque relativement aux créances clients est faible étant donné que ses clients sont établis dans différents territoires et exercent leurs activités dans plusieurs secteurs. Au 31 décembre 2018, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2018, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 13 millions de dollars au 31 décembre 2018 (40 millions de dollars en 2017).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. En décembre 2015, Moody's a révisé à la baisse la note des obligations de premier rang non garanties de TransAlta aux États-Unis, la faisant passer de Baa3 à Ba1. Au 31 décembre 2018, trois agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta. TransAlta tient à renforcer sa situation financière et à maintenir des notes de crédit de première qualité auprès de ces agences de notation d'envergure.

Des contreparties concluent certains contrats liés aux produits de base, notamment des 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 et conditions de ces contrats peuvent prévoir des clauses conditionnelles liées au crédit (p. ex., une révision à la baisse de la note). Si pareille révision survenait, la Société devrait fournir une garantie additionnelle à ses contreparties.

TransAlta gère le risque de liquidité en surveillant la liquidité des positions de négociation, en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché, en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil d'administration, en maintenant des notes de crédit de première qualité et en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles. La Société n'a pas recours à des instruments dérivés ou à la comptabilité de couverture pour gérer le risque de liquidité.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	497	—	—	—	—	—	497
Dette à long terme ¹	130	486	91	947	141	1 439	3 234
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	58	89	137	125	113	157	679
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(3)	(3)	(3)	7	—	—	(2)
Obligations au titre des contrats de location-financement	18	16	9	5	5	10	63
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	161	152	129	123	84	694	1 343
Dividendes à verser	58	—	—	—	—	—	58
Total	919	740	363	1 207	343	2 300	5 872

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

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

IV. Risque lié au prix des capitaux propres*a. Swaps sur rendement total*

La Société a des programmes de rémunération, d'unités d'actions différées et d'unités d'actions restreintes dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la Société. La Société a fixé une partie du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la Société à la fin de chaque trimestre.

D. Instruments de couverture – incertitude des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente les modalités des instruments de couverture dérivés et leur incidence sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs :

	Échéance					2024 et par la suite
	2019	2020	2021	2022	2023	
Couvertures de flux de trésorerie						
<i>Instruments de couverture au titre des produits de base</i>						
<i>Électricité</i>						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 950	3 465	3 424	3 329	3 329	5 966
Prix moyen (\$ par MWh)	66,86	70,75	74,16	76,81	78,74	81,59

E. Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et le rendement financier**I. Incidence des couvertures**

L'incidence des instruments de couverture sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Au 31 décembre 2018

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	23 MMWh	687	Actifs de gestion du risque	60
Risque de change				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Dettes libellées en monnaies étrangères	400 \$ US	546 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	41

L'incidence des éléments couverts sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Au 31 décembre 2018

	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie
Risque lié au prix des produits de base		
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>		
Ventes d'énergie prévues – Centralia	60	508

	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>		
Investissements nets dans des filiales à l'étranger	41	84

Le profit de couverture, avant impôts, comptabilisé dans les autres éléments du résultat global correspond à la variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'efficacité. Aucune inefficacité n'a été comptabilisée dans le résultat net.

L'incidence des éléments couverts désignés dans des relations de couverture sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2018

	Partie efficace		Partie inefficace		(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les éléments du résultat global
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	
Contrats sur les produits de base	(9)	Produits des activités ordinaires	(67)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	—	Combustible et achats d'électricité	—
Contrats de change à terme sur les produits de base	—	Produits des activités ordinaires	—	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	—	Immobilisations corporelles	—	Perte (profit) de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	—	Perte (profit) de change	3	Perte (profit) de change	—
Swaps de devises	—	Perte (profit) de change	—	Perte (profit) de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(9)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(57)	Incidence sur le résultat net	—

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des profits après impôts d'environ 68 millions de dollars seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

Exercice clos le 31 décembre 2017 (comme présenté selon l'IAS 39)

	Partie efficace		Partie inefficace		
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	163	Produits des activités ordinaires	(172)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	—	Combustible et achats d'électricité	—
Contrats de change à terme sur les produits de base	—	Produits des activités ordinaires	—	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	—	Perte (profit) de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	—	Perte (profit) de change	3	Perte (profit) de change	—
Swaps de devises	(26)	Perte (profit) de change	24	Perte (profit) de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	136	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(138)	Incidence sur le résultat net	—

En décembre 2016, la Société a conclu un nouveau contrat avec la SIERE de l'Ontario visant sa centrale de cogénération de Mississauga qui a pour effet principalement de mettre fin à la production à compter du 1^{er} janvier 2017. En conséquence, en 2017, la Société a reclassé des pertes latentes avant impôts sur des contrats sur les produits de base utilisés comme couvertures de flux de trésorerie de 31 millions de dollars et des profits sur les contrats de change utilisés comme couvertures de flux de trésorerie de 15 millions de dollars du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net en raison de l'annulation de la désignation à titre de couverture à des fins comptables. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur l'achat futur de gaz prévu entre les exercices 2017 et 2018. Se reporter à la note 9 C) pour plus de renseignements.

Exercice clos le 31 décembre 2016 (comme présenté selon l'IAS 39)

	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Partie efficace		Partie inefficace	
		Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	304	Produits des activités ordinaires	(169)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	44	Combustible et achats d'électricité	31
Contrats de change à terme sur les produits de base	(5)	Produits des activités ordinaires	(16)	Produits des activités ordinaires	(15)
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	—	Perte (profit) de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	(2)	Perte (profit) de change	53	Perte (profit) de change	—
Swaps de devises	(25)	Perte (profit) de change	(23)	Perte (profit) de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	6	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	271	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(105)	Incidence sur le résultat net	16

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a comptabilisé une perte latente nette de 29 millions de dollars (profit de 45 millions de dollars en 2017 et perte de 63 millions de dollars en 2016) liée aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, un profit de 3 millions de dollars (profit de 28 millions de dollars en 2017 et profit de 9 millions de dollars en 2016) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend des profits latents nets de 4 millions de dollars (perte de 2 millions de dollars en 2017 et profit de 4 millions de dollars en 2016) et des pertes réalisées nettes de 1 million de dollars (profit de 30 millions de dollars en 2017 et profit de 5 millions de dollars en 2016).

F. Garanties**I. Actifs financiers donnés en garantie**

Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni 105 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2017) en trésorerie ou équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients à l'état de la situation financière.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2018, la Société détenait un montant de 17 millions de dollars (21 millions de dollars au 31 décembre 2017) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est comptabilisée dans les dettes fournisseurs des états de la situation financière consolidés.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société comme l'établissent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni une garantie de 120 millions de dollars (131 millions de dollars au 31 décembre 2017) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 120 millions de dollars à ses contreparties (96 millions de dollars au 31 décembre 2017).

16. Stocks

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission, des pièces et des matériaux, et du gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur nette de réalisation, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins de transaction, qui comprennent le gaz naturel et les crédits et quotas au titre des émissions, sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

Les composantes des stocks sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2018	2017
Pièces et matériaux	113	118
Charbon	108	58
Frais de découverte différés	7	11
Gaz naturel	4	9
Crédits d'émission achetés	10	23
Total	242	219

La variation des stocks se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2016	213
Achats nets	11
Variation des taux de change	(5)
Solde au 31 décembre 2017	219
Achats nets	20
Variation des taux de change	3
Solde au 31 décembre 2018	242

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

17. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Coût								
Au 31 décembre 2016	95	5 876	1 525	3 212	1 265	407	393	12 773
Ajouts	–	–	–	–	–	334	4	338
Ajouts – contrats de location-financement	–	–	–	–	14	–	–	14
Cessions	–	–	(16)	(1)	(1)	–	(1)	(19)
Imputation pour dépréciation – unité 1 de la centrale de Sundance (note 4)	–	(20)	–	–	–	–	–	(20)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	–	82	12	15	42	–	–	151
Mise hors service d'actifs	–	(84)	(3)	(4)	(22)	–	(6)	(119)
Variation des taux de change	(1)	(87)	3	(23)	(7)	(2)	(2)	(119)
Transferts ^{2,3}	1	121	461	29	24	(644)	(18)	(26)
Au 31 décembre 2017	95	5 888	1 982	3 228	1 315	95	370	12 973
Ajouts ⁴	–	–	–	1	–	275	8	284
Ajouts – contrats de location-financement	–	–	–	–	10	–	–	10
Cessions	(3)	–	–	–	(1)	–	(3)	(7)
Imputations pour dépréciation (note 7)	–	(38)	–	(11)	–	–	–	(49)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	–	(12)	(1)	(3)	(16)	–	–	(32)
Mise hors service d'actifs	–	(47)	(17)	(6)	(16)	–	(4)	(90)
Variation des taux de change	2	105	(13)	26	7	4	–	131
Transferts	–	41	13	51	39	(174)	12	(18)
Au 31 décembre 2018	94	5 937	1 964	3 286	1 338	200	383	13 202
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2016	–	3 212	1 027	922	659	–	129	5 949
Amortissement	–	351	67	123	76	–	18	635
Mise hors service d'actifs	–	(62)	(2)	(3)	(18)	–	(5)	(90)
Cessions	–	–	(11)	(1)	–	–	–	(12)
Variation des taux de change	–	(67)	(1)	(4)	(4)	–	–	(76)
Transferts ²	–	(3)	(8)	–	–	–	–	(11)
Au 31 décembre 2017	–	3 431	1 072	1 037	713	–	142	6 395
Amortissement	–	306	79	123	125	–	16	649
Mise hors service d'actifs	–	(56)	(13)	(2)	(12)	–	–	(83)
Cessions	–	–	–	–	(1)	–	(4)	(5)
Variation des taux de change	–	84	(3)	6	5	–	–	92
Transferts	–	–	(7)	(3)	–	–	–	(10)
Au 31 décembre 2018	–	3 765	1 128	1 161	830	–	154	7 038
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2016	95	2 664	498	2 290	606	407	264	6 824
Au 31 décembre 2017	95	2 457	910	2 191	602	95	228	6 578
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés, et le gazoduc en Australie.

2) En 2017, transferts nets de 14 millions de dollars relatifs au transfert de matériel de gaz dans les créances au titre des contrats de location-financement.

3) Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a reclassé environ 13 millions de dollars de pièces de rechange et d'autres actifs dans les stocks.

4) Comprennent un montant de 7 millions de dollars lié à l'acquisition de Big Level.

La Société a incorporé des intérêts de 2 millions de dollars dans le coût des immobilisations corporelles en 2018 (9 millions de dollars en 2017) à un taux moyen pondéré de 4,454 % (5,87 % en 2017). Les ajouts aux contrats de location-financement en 2018 et 2017 visent du matériel minier à la mine de Highvale. Au 31 décembre 2018, la valeur comptable du total des actifs au titre des contrats de location-financement s'établissait à 65 millions de dollars (65 millions de dollars en 2017).

18. Goodwill

Le goodwill acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises a été affecté aux UGT qui devraient profiter des synergies découlant des acquisitions. Le goodwill par secteur se détaille comme suit :

Aux 31 décembre	2018	2017
Hydroélectricité	259	259
Énergie éolienne et énergie solaire	175	174
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	464	463

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2018, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie 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. En 2018, la Société s'est fondée sur la valeur recouvrable établie en 2016 à l'égard des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie pour réaliser le test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2018. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et du secteur Hydroélectricité portent sur la production d'électricité et les prix de vente. Les prévisions au titre de la production d'électricité de chaque centrale sont établies en tenant compte des contrats de vente d'électricité, de la production passée, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions, et des projets d'entretien et d'expansion des immobilisations. Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix de l'électricité utilisés dans ces modèles de 2018 variaient entre 6 \$ et 179 \$ par MWh au cours de la période de prévision (22 \$ à 218 \$ par MWh en 2017). En 2018, des taux d'actualisation variant de 5,3 % à 6,2 % (de 5,5 % à 6,0 % en 2017) ont été utilisés aux fins du calcul de la dépréciation du goodwill. Aucun changement raisonnablement possible des hypothèses ne donnerait lieu à une dépréciation du goodwill.

19. Immobilisations incorporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est présenté ci-dessous :

	Droits relatifs aux mines de charbon	Logiciels et autres	Contrats de vente d'électricité	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Total
Coût					
Au 31 déc. 2016	178	268	223	24	693
Ajouts	—	31	—	20	51
Variation des taux de change	—	(3)	—	—	(3)
Transferts	—	18	—	(15)	3
Au 31 déc. 2017	178	314	223	29	744
Ajouts¹	—	—	—	53	53
Mises hors service et cessions²	—	(2)	—	—	(2)
Variation des taux de change	—	3	—	—	3
Transferts	7	24	14	(36)	9
Au 31 déc. 2018	185	339	237	46	807
Amortissement cumulé					
Au 31 déc. 2016	115	163	60	—	338
Amortissement	8	24	9	—	41
Variation des taux de change	—	1	—	—	1
Transferts	2	—	(2)	—	—
Au 31 déc. 2017	125	188	67	—	380
Amortissement	9	32	9	—	50
Mises hors service et cessions	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	—	2	—	—	2
Transferts	(17)	—	20	—	3
Au 31 déc. 2018	117	221	96	—	434
Valeur comptable					
Au 31 déc. 2016	63	105	163	24	355
Au 31 déc. 2017	53	126	156	29	364
Au 31 déc. 2018	68	118	141	46	373

1) Comprennent un montant de 33 millions de dollars lié à l'acquisition de Big Level.

2) Comprennent une imputation pour dépréciation de 1 million de dollars liée à Kent Breeze. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

20. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 déc.	2018	2017
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	72	75
Frais de permis différés	11	13
Frais de mise en valeur de projets	47	53
Frais de service différés	12	15
Charges payées d'avance et autres actifs à long terme	53	44
Prêt à recevoir	37	33
Dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills	2	4
Total des autres actifs	234	237

Les coûts de transport et de distribution d'électricité relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité du CAÉ de la centrale de South Hedland.

Les frais de permis différés se rapportent essentiellement aux permis visant la location de terrains sur lesquels certains actifs de production sont situés, lesquels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des actifs de production auxquels les permis ont trait.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent surtout les frais du projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance de la Société en Alberta et les coûts liés au projet du gazoduc Pioneer (se reporter à la note 4 A)). En décembre 2015, la Société a racheté la participation de 50 % de son partenaire dans TAMA Power, entité contrôlée conjointement responsable de la mise en valeur du projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance, pour une contrepartie de 10 millions de dollars payables sur quatre ans et une option pour son partenaire de réintégrer les projets de mise en valeur de TAMA Power au coût cumulé au cours de cette période. Certains projets ont été radiés en 2018 puisque ceux-ci ne sont plus réalisés (se reporter à la note 7 B)).

Les frais de service différés correspondent aux paiements contractuels de TransAlta pour les projets en immobilisations partagés devant être mis en œuvre aux sites de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de l'unité 3 de la centrale de Keephills. Ces coûts sont amortis sur la durée de vie de ces projets.

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le «projet de loi TransAlta Energy») analysé à la note 33.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 37 millions de dollars (38 millions de dollars en 2017) consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le prêt non garanti porte intérêt à 4,55 %, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance le 2 octobre 2022. La partie courante de néant (5 millions de dollars en 2017) est incluse dans les créances clients, et la partie non courante de 37 millions de dollars (33 millions de dollars en 2017) est incluse dans les autres actifs.

Le dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills représente la quote-part revenant à TransAlta d'un dépôt exigé par la province. Le montant intégral du dépôt devrait être remboursé au cours des quatre prochaines années jusqu'en 2021, à condition que certains critères de rendement soient respectés.

21. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

La variation des soldes de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-dessous :

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2016	293	50	343
Passifs contractés	3	19	22
Passifs réglés	(19)	(31)	(50)
Passifs cédés ¹	(8)	—	(8)
Désactualisation	23	—	23
Révisions des flux de trésorerie estimés ²	41	1	42
Révisions des taux d'actualisation ²	110	—	110
Reprises	—	(4)	(4)
Variation des taux de change	(6)	(2)	(8)
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470
Passifs contractés	5	17	22
Passifs réglés	(31)	(10)	(41)
Désactualisation	24	—	24
Acquisition de passifs (Big Level)	—	8	8
Révisions des flux de trésorerie estimés	2	3	5
Révisions des taux d'actualisation	(37)	—	(37)
Reprises	—	(5)	(5)
Variation des taux de change	7	3	10
Solde au 31 décembre 2018	407	49	456

1) Concernent la cession de la centrale de Solomon et la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills.

2) En 2017, conformément à l'entente sur l'élimination du charbon (voir la note 4 O)), les taux d'actualisation utilisés pour la provision pour frais de démantèlement des activités minières et de centrales alimentées au charbon au Canada sont passés à des taux allant de 5 à 15 ans. L'utilisation de taux d'actualisation moins élevés et à plus court terme a entraîné l'augmentation des passifs correspondants. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 1,60 à 2,10 %. En outre, le montant et le calendrier des décaissements pour certaines centrales et activités minières du secteur Charbon au Canada ont aussi été revus, ce qui a donné lieu à une augmentation des passifs correspondants.

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470
Partie courante	40	27	67
Partie non courante	397	6	403
Solde au 31 décembre 2018	407	49	456
Partie courante	35	35	70
Partie non courante	372	14	386

A. Démantèlement et remise en état

La Société comptabilise une provision pour toutes les centrales et mines à l'égard desquelles TransAlta a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site en état. TransAlta estime à environ 1 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2019 et 2073. La grande partie des coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni un cautionnement de 139 millions de dollars américains (139 millions de dollars américains en 2017) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 122 millions de dollars (120 millions de dollars en 2017) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de l'Alberta. Certaines des installations adjacentes à des activités minières n'ont comptabilisé aucune obligation liée au démantèlement du fait que les obligations associées à ces installations ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

B. Autres provisions

Les autres provisions comprennent un montant lié à la tranche des engagements à prix fixe de la Société en vertu de plusieurs contrats de transport garantis de gaz naturel se rapportant à du transport qui ne devrait pas avoir lieu et à des locaux loués inoccupés. Par conséquent, les coûts inévitables pour satisfaire à ces obligations sont supérieurs aux avantages économiques attendus des contrats. Les contrats prennent fin en 2023.

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités d'exploitation continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le calendrier du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société à négocier le meilleur règlement.

22. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2018			2017		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	339	339	3,8 %	27	27	2,8 %
Débitures	647	651	5,8 %	1 046	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ³	943	955	5,4 %	1 499	1 510	6,0 %
Dette sans recours ⁴	1 236	1 250	4,4 %	1 022	1 032	4,3 %
Divers ⁵	39	39	9,2 %	44	44	9,2 %
	3 204	3 234		3 638	3 664	
Obligations au titre des contrats de location-financement	63			69		
	3 267			3 707		
Moins : tranche courante de la dette à long terme	(130)			(729)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(18)			(18)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(148)			(747)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	3 119			2 960		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 0,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2018 (1,2 milliard de dollars américains au 31 décembre 2017).

4) Inclut 1 million de dollars américains au 31 décembre 2018 (27 millions de dollars américains au 31 décembre 2017).

5) Inclut 21 millions de dollars américains au 31 décembre 2018 (24 millions de dollars américains au 31 décembre 2017) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les facilités de crédit comprennent la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars de la Société, qui vient à échéance en 2022, la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 500 millions de dollars de TransAlta Renewables, qui vient à échéance en 2022, et trois facilités de crédit bilatérales de la Société totalisant 240 millions de dollars qui viennent à échéance en 2020. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,75 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient

selon l'option retenue : le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le LIBOR ou le taux de base aux États-Unis, conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

Au cours de l'exercice 2018, la facilité consentie de 200 millions de dollars américains de la Société a été annulée et la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de la Société a été augmentée de 250 millions de dollars.

En 2017 :

- TransAlta Renewables a conclu une entente de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie totalisant 500 millions de dollars. L'entente est pleinement consentie pour quatre ans. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient selon l'option retenue : le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le LIBOR ou le taux de base aux États-Unis, conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type. La facilité est assujettie à diverses clauses restrictives et restrictions courantes qui visent à maintenir l'accès aux engagements de financement. Parallèlement à l'entente de crédit, la facilité de crédit de 350 millions de dollars consentie par TransAlta a été annulée.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2017), y compris la facilité de crédit de TransAlta Renewables de 0,5 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017). Au total, un montant de 0,9 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2017) n'a pas été prélevé. Au 31 décembre 2018, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (627 millions de dollars au 31 décembre 2017) et était constitué d'emprunts réels de 339 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2017) et de lettres de crédit de 720 millions de dollars (677 millions de dollars au 31 décembre 2017). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 89 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie et de 35 millions de dollars (27 millions de dollars en capital) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la section E ci-après).

Les débetures portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 5,0 % à 7,3 % et viennent à échéance de 2020 à 2030.

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débetures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat des billets totalisait environ 425 millions de dollars, y compris une prime de rachat anticipé de 19 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 6 millions de dollars à la date de rachat.

Les billets de premier rang portent intérêt à des taux allant de 4,5 % à 6,5 % et viennent à échéance de 2022 à 2040.

Au cours de l'exercice 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018. Le rachat était couvert par des contrats de change à terme et des swaps de devises. Le prix de rachat des billets était d'environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), y compris une prime de rachat anticipé de 5 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 14 millions de dollars à la date de rachat.

Au cours de l'exercice de 2017, le billet de premier rang à 1,90 % de 400 millions de dollars américains de la Société est arrivé à échéance et a été remboursé au moyen des liquidités existantes. Le remboursement était couvert par un swap de devises. L'obligation avait une valeur à l'échéance de 434 millions de dollars.

Un montant de 400 millions de dollars américains (480 millions de dollars américains en 2017) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger américains.

La dette sans recours est composée d'obligations et de débetures qui viennent à échéance de 2023 à 2033 et portent intérêt à des taux allant de 2,95 % à 6,26 %.

Au cours de l'exercice 2018, la Société :

- a remboursé la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée à ses projets Mass Solar;
- a monétisé l'entente sur l'élimination du charbon et a conclu un placement d'obligations de 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP, par voie de placement privé. Les obligations amortissables sans recours portent intérêt à partir de leur date d'émission à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance, le 5 août 2030.

En 2017, TransAlta Renewables a réalisé un placement d'obligations sans recours de 260 millions de dollars, par voie de placement privé. Parallèlement, le 12 octobre 2017, la Société a racheté par anticipation des débetures sans recours de CHD pour une valeur nominale de 191 millions de dollars. Le prix de rachat était de 201 millions de dollars, y compris une prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 4 millions de dollars.

Le poste Divers est constitué d'une obligation liée à un emprunt commercial non garantie qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023. Cet emprunt exige des paiements annuels de capital et d'intérêts, et le financement donnant droit à des avantages fiscaux pris en charge dans le cadre de l'acquisition du parc éolien Lakeswind.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2018, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston et de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de KHWLP et d'OCP d'une valeur comptable de 1 235 millions de dollars (1 022 millions de dollars au 31 décembre 2017) sont assujetties à des conditions financières et aux clauses restrictives habituelles 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. 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 2019. Au 31 décembre 2018, un montant de 33 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 2018.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 766 millions de dollars (848 millions de dollars au 31 décembre 2017) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 1 021 millions de dollars au 31 décembre 2018 (1 107 millions de dollars au 31 décembre 2017). Au 31 décembre 2018, une obligation sans recours d'environ 127 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2017) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les nouvelles obligations de TransAlta OCP d'une valeur comptable de 342 millions de dollars sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Remboursements de capital

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Remboursements de capital ¹	130	486	91	947	141	1 439	3 234

1) Exclut l'incidence des instruments dérivés.

E. Liquidités soumises à restrictions

La Société détient un montant de 31 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2017) de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet du parc éolien de Kent Hills détenu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction si certaines modalités sont respectées, lesquelles devraient être finalisées au premier trimestre de 2019.

La Société détient également une tranche de 35 millions de dollars (néant au 31 décembre 2017) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2019.

F. Obligations au titre des contrats de location-financement

Les montants à payer pour les actifs miniers et d'autres contrats de location-financement se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	21	20	20	20
De deux à cinq ans inclusivement	39	35	43	38
Plus de cinq ans	10	8	15	11
	70	63	78	69
Déduire : coût financier	7	—	9	—
Total des obligations au titre des contrats de location-financement	63	63	69	69

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	18	18
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	45	51
	63	69

G. Lettres de crédit

Les lettres de crédit émises par TransAlta sont prélevées de sa facilité de crédit consortiale consentie, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de sa facilité de lettre de crédit non consentie de 100 millions de dollars. Les lettres de crédit émises par TransAlta Renewables sont prélevées sur sa facilité de lettre de crédit non consentie de 100 millions de dollars.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la Société et certaines de ses filiales. Si la Société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tout montant à payer par la Société ou ses filiales en vertu de ces contrats figure dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 décembre 2018 totalisaient 720 millions de

dollars (677 millions de dollars en 2017) et aucun montant (néant en 2017) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

23. Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants

Les composantes des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2018	2017
Obligations au titre des prestations définies (note 28)	227	235
Primes à long terme (note 27)	9	16
Divers	51	46
Total¹	287	297

1) Les produits différés de 2017 de 62 millions de dollars ont été reclassés dans l'état de la situation financière au poste Passifs sur contrats, tel qu'il est exigé par l'IFRS 15. Se reporter aux notes 3 A) et 5 B) pour plus de renseignements.

24. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	287,9	3 094	287,9	3 095
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(3,3)	(35)	—	—
	284,6	3 059	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	—	—	—	(1)
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	284,6	3 059	287,9	3 094

B. OPRA

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans les résultats non distribués.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

Total des actions rachetées ¹	3 264 500
Prix de rachat moyen par action	7,02 \$
Coût total	23
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	35
Augmentation des résultats non distribués	12

1) Comprend 204 000 actions qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison des écarts temporaires entre la date de la transaction et la date de règlement.

C. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été révisé depuis pour s'assurer qu'il était conforme aux pratiques actuelles. Comme prescrit, le régime de droits des actionnaires doit être soumis tous les trois ans à l'approbation des actionnaires de la Société, et a été approuvé la dernière fois le 22 avril 2016. Le principal objectif du régime de droits des actionnaires est d'accorder suffisamment de temps au conseil d'administration pour étudier et élaborer des solutions permettant d'optimiser la valeur pour les actionnaires dans l'éventualité d'une offre publique

d'achat visant la Société, et de permettre à chaque actionnaire de participer en toute équité à une telle offre. Lorsqu'un actionnaire acheteur acquiert 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, autrement que dans le cadre d'une offre permise ou d'une offre concurrente comme définie dans le régime de droits des actionnaires ou lorsque l'offre est présentée à tous les actionnaires au moyen d'une note d'information, les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf l'actionnaire acheteur. Chaque droit autorise l'actionnaire autre que l'actionnaire acheteur à acquérir des actions ordinaires supplémentaires évaluées à 200 \$ contre une somme de 100 \$.

D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (<i>en millions</i>)	287	288	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,86)	(0,66)	0,41

E. Dividendes

Le 10 octobre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2019.

Le 14 décembre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2019.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de présentation de l'information financière et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés.

25. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif rachetables.

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Nombre d'actions (<i>en millions</i>)	Montant	Nombre d'actions (<i>en millions</i>)	Montant
Série A	10,2	248	10,2	248
Série B	1,8	45	1,8	45
Série C	11,0	269	11,0	269
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	38,6	942	38,6	942

I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), 133 969 actions de série E ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017. Ainsi, les actions 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. Le taux du dividende annuel des actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement, sera de 5,194 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,544 % établi le 31 août 2017, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

II. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 juin 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), 827 628 actions de série C ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017. Ainsi, les actions de série C 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 taux du dividende annuel des actions de série C pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement, sera de 4,027 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,927 % établi le 31 mai 2017, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

III. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A

Le 17 mars 2016, la Société a annoncé que 1 824 620 des 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B»), compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A et 1,8 million d'actions de série B émises et en circulation au 31 décembre 2018.

Les actions de série A donnent 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 pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon un taux de dividende fixe annuel de 2,709 %.

Les actions de série B donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux variable cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon le taux des bons du Trésor à 90 jours majoré de 2,03 %.

IV. Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à un taux donné, sur approbation du conseil d'administration. Après une période initiale d'environ cinq ans à partir de la date d'émission et tous les cinq ans par la suite («date de rajustement du taux»), le taux fixe est rajusté pour correspondre à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada (le taux d'intérêt fixe «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. À chacune des dates de révision du taux :

- les actions privilégiées sont rachetables au gré de la Société, en totalité ou en partie, à 25,00 \$ par action, plus la totalité des dividendes déclarés et non versés au moment du rachat;
- les actions privilégiées sont convertibles au gré du porteur d'une série donnée d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables sans droit de vote qui donne droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil d'administration, selon la somme du rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada (le taux variable «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. Les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif sont également rachetables au gré de la Société et reconvertibles en chacune des séries initiales d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif, à chacune des dates de rajustement de taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2018 sont les suivantes :

Série	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$)	Prochaine date de conversion	Écart de taux selon le point repère (en %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,67725	31 mars 2021	2,03	B
B	Taux variable	0,93575	31 mars 2021	2,03	A
C	Taux fixe	1,00675	30 juin 2022	3,10	D
D	Taux variable	—	—	3,10	C
E	Taux fixe	1,29850	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,32500	30 sept. 2019	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument les dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2018, 2017 et 2016 :

Série	Total des dividendes déclarés (\$)		
	2018	2017	2016
A	9	5	10
B	1	1	1
C	14	9	16
E	15	8	14
G	11	7	11
Total pour l'exercice	50	30	52

26. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2018	2017
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(26)	(1)
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ¹	84	(89)
Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ²	(41)	64
Solde aux 31 décembre	17	(26)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	562	456
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ³	(54)	106
Solde aux 31 décembre	508	562
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(44)	(38)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ⁴	15	(6)
Solde aux 31 décembre	(29)	(44)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(3)	(18)
Changement de propriété de TransAlta Renewables	4	4
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	(16)	11
Solde aux 31 décembre	(15)	(3)
Cumul des autres éléments du résultat global	481	489

1) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (11 millions de dollars en 2017).

2) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (4 millions de dollars en 2017).

3) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (108 millions de dollars en 2017).

4) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (4 millions de dollars en 2017).

27. Régimes de paiements fondés sur des actions

La Société a établi les régimes de paiements fondés sur des actions suivants :

A. Régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles

Les attributions aux termes du régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles peuvent être faites une fois l'an, mais elles sont mesurées et évaluées sur une période de trois ans. Les attributions sont déterminées en tant que pourcentage du salaire de base du participant et sont converties en unités d'actions axées sur la performance ou en unités d'actions incessibles en fonction du cours de l'action ordinaire de la Société au moment de l'attribution. Les droits rattachés aux unités d'actions axées sur la performance s'acquièrent sur une période de trois ans à l'atteinte de deux ou trois cibles de performance, lesquelles sont établies au moment de chaque attribution. Les unités d'actions incessibles sont assujetties à une exigence d'acquisition en bloc des droits y rattachés après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et unités d'actions incessibles sont directement liées au cours de l'action de la Société sur une période de trois ans et donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Le comité des ressources humaines du conseil d'administration a le pouvoir discrétionnaire de déterminer si les paiements seront faits au moyen de l'achat d'actions sur le marché libre ou au comptant. La charge liée à ce régime est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits, et un montant à payer correspondant est comptabilisé dans les passifs. Le passif est évalué chaque date de clôture au moyen du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la Bourse de Toronto.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2018 s'est élevée à 8 millions de dollars (15 millions de dollars en 2017 et 17 millions de dollars en 2016), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

B. Régime d'unités d'actions différées

Le régime d'unités d'actions différées permet aux membres du conseil d'administration et aux dirigeants d'acheter à leur discrétion des unités d'actions différées en contrepartie de certaines composantes de leurs honoraires ou de leur salaire. Une unité d'action différée est une action fictive de même valeur qu'une action ordinaire de la Société, et sa valeur varie comme celle des actions ordinaires de la Société sur le marché. Les unités d'actions différées donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Les unités d'actions différées sont rachetables au comptant, mais elles ne peuvent être rachetées qu'une fois la cessation d'emploi ou le départ à la retraite de l'administrateur ou du dirigeant.

La Société comptabilise un passif et une charge au titre de l'appréciation de la valeur des actions ordinaires en sus du prix d'achat des unités d'actions différées et des équivalents de dividendes gagnés. La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions différées a été de néant en 2018 (1 million de dollars en 2017 et 3 millions de dollars en 2016).

C. Régimes d'options sur actions

La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 13 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la Bourse de Toronto à la date d'attribution. Le régime prévoit des attributions d'options aux employés à temps plein, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

En février 2018, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,45 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. En mars 2017, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,25 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. En février 2016, la Société a attribué aux membres de la haute direction 1,1 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 5,93 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2018 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (environ 1 million de dollars en 2017, moins de 1 million de dollars en 2016).

Le total des options en cours et des options pouvant être exercées en vertu de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2018 est présenté dans le tableau qui suit :

Fourchette des prix d'exercice (\$ par action)	Options en cours		
	Nombre d'options (en millions)	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 – 8,00	2,3	5	6,71
22,00 – 30,00 ¹	0,5	1,1	23,69
5,00 – 30,00	2,8	4,3	9,66

1) Options pouvant être exercées actuellement.

D. Régime d'actionnariat des employés

Aux termes du régime d'actionnariat des employés, la Société a offert aux employés sous l'échelon de dirigeant des prêts sans intérêt (jusqu'à concurrence de 30 % du salaire de base), remboursables sur une période de trois ans par prélèvements sur le salaire. Les dirigeants n'étaient pas admissibles à ce régime en vertu de la loi Sarbanes-Oxley. Un agent a acheté, au nom des employés, des actions ordinaires sur le marché libre à un prix égal au cours des actions à la date d'achat. La vente de ces actions par les employés a été traitée de la même façon. Au 31 décembre 2018, le montant à recevoir des employés en vertu de ce régime était de néant (moins de 1 million de dollars en 2017).

Le 14 janvier 2016, la Société a suspendu son régime d'actionnariat des employés.

28. Avantages futurs du personnel

A. Description

La Société offre, au Canada et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux employés admissibles dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu du Canada*. À l'exception des régimes de retraite de Highvale acquis en 2013, les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Il a été mis fin au régime complémentaire de retraite le 31 décembre 2015 et, le 1^{er} janvier 2016, un nouveau régime complémentaire de retraite à cotisations définies a été institué à l'intention des membres de la direction. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime complémentaire.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite aux États-Unis a été effectuée au 1^{er} janvier 2018. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale et du régime de retraite au Canada a été effectuée au 31 décembre 2016. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies est le 31 décembre 2018.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme à la réglementation applicable, laquelle requiert des évaluations actuarielles des caisses de retraite au moins une fois tous les trois ans au Canada, ou plus, selon la situation de capitalisation, et chaque année aux États-Unis. Le régime complémentaire de retraite est entièrement à la charge de la Société. Celle-ci n'est pas tenue de le capitaliser, mais doit verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont dues. En mars 2018, la Société a émis une lettre de crédit de 80 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

La Société offre des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire jusqu'à l'âge de 65 ans pour les employés invalides et les participants retraités grâce à ses régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les dernières évaluations actuarielles à des fins comptables de ces régimes au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2016 et au 1^{er} janvier 2018. La date d'évaluation pour calculer l'obligation au titre des deux régimes a été le 31 décembre 2018.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont un régime de retraite gouvernemental en Australie et un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis, qui prévoient des cotisations de la part de la Société de l'ordre de 5 % à 10 %, selon le régime. Les cotisations optionnelles des salariés sont permises dans tous les régimes à cotisations définies.

B. Coûts comptabilisés

Les coûts comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice pour les régimes de retraite à prestations définies, les régimes de retraite à cotisations définies et d'autres avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2018	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	2	1	12
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	18	3	1	22
Intérêts sur les actifs des régimes	(13)	—	—	(13)
Charge au titre de la composante à prestations définies	15	5	2	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	10	—	—	10
Charge nette	25	5	2	32

Exercice clos le 31 déc. 2017	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	20	3	1	24
Intérêts sur les actifs des régimes	(15)	—	—	(15)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	5	2	21
Charge au titre de la composante à cotisations définies	11	—	—	11
Charge nette	25	5	2	32

Exercice clos le 31 déc. 2016	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	2	11
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	21	3	1	25
Intérêts sur les actifs des régimes	(16)	—	—	(16)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	5	3	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	15	—	—	15
Charge nette	29	5	3	37

C. Situation des régimes

La situation des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

Au 31 déc. 2018	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	368	13	–	381
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(514)	(80)	(25)	(619)
Situation de capitalisation – déficit	(146)	(67)	(25)	(238)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(5)	(5)	(1)	(11)
Autres passifs non courants	(141)	(62)	(24)	(227)
Total des montants comptabilisés	(146)	(67)	(25)	(238)

Au 31 déc. 2017	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	416	12	–	428
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(561)	(87)	(27)	(675)
Situation de capitalisation – déficit	(145)	(75)	(27)	(247)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(4)	(6)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(141)	(69)	(25)	(235)
Total des montants comptabilisés	(145)	(75)	(27)	(247)

D. Actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Au 31 déc. 2016	423	10	–	433
Intérêts sur les actifs des régimes	15	–	–	15
Rendement net des actifs des régimes	26	–	–	26
Cotisations	6	6	–	12
Prestations versées	(51)	(4)	–	(55)
Frais d'administration	(2)	–	–	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	–	–	(1)
Au 31 déc. 2017	416	12	–	428
Intérêts sur les actifs des régimes	13	–	–	13
Rendement net des actifs des régimes	(25)	–	–	(25)
Cotisations	5	6	1	12
Prestations versées	(42)	(5)	(1)	(48)
Frais d'administration	(1)	–	–	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	2	–	–	2
Au 31 déc. 2018	368	13	–	381

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2018	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	65	—	65
États-Unis	—	26	—	26
International	—	101	—	101
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	48	—	48
AA	—	64	—	64
A	—	39	—	39
BBB	1	21	—	22
Inférieur à BBB	—	3	—	3
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	(2)	14	—	12
Total	(1)	381	1	381
Exercice clos le 31 déc. 2017	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	76	—	76
États-Unis	—	31	—	31
International	—	118	—	118
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	43	—	43
AA	—	71	—	71
A	—	44	—	44
BBB	1	25	—	26
Inférieur à BBB	—	5	—	5
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	14	—	13
Total	—	427	1	428

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2018 ni au 31 décembre 2017. La Société a imputé 0,1 million de dollars aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2018 (0,1 million de dollars en 2017).

E. Obligations au titre des prestations définies

La valeur actuelle des obligations au titre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 déc. 2016	554	82	27	663
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Coût financier	20	3	1	24
Prestations versées	(51)	(4)	—	(55)
Profit actuariel découlant des hypothèses démographiques	4	1	—	5
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	26	3	—	29
Profit actuariel (perte actuarielle) découlant des ajustements liés aux résultats passés	3	—	(1)	2
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	—	(1)	(3)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 déc. 2017	561	87	27	675
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	2	1	12
Coût financier	18	3	1	22
Prestations versées	(42)	(5)	(1)	(48)
(Profit actuariel) perte actuarielle découlant des hypothèses financières	(35)	(7)	(2)	(44)
(Profit actuariel) perte actuarielle découlant des ajustements liés aux résultats passés	—	—	(1)	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	3	—	—	3
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 déc. 2018	514	80	25	619

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies au 31 décembre 2018 est de 14 ans.

F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2019 s'établissent comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	5	4	2	11

G. Hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations définies de la Société pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont comme suit :

(en %)	Au 31 déc. 2018			Au 31 déc. 2017		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	3,9	3,8	3,9	3,3	3,3	3,4
Taux de croissance de la rémunération	2,5	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{1,3}	—	—	7,1	—	—	7,8
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	3,3	3,3	3,4	3,7	3,6	3,7
Taux de croissance de la rémunération	2,6	3,0	—	2,6	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2,4}	—	—	7,6	—	—	7,9
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Croissance des primes provinciales des soins de santé	—	—	—	—	—	—

1) 2018 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

2) 2018 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2027, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

3) 2017 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2027, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

4) 2017 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2026, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 5 % en 2024 pour les régimes canadiens.

H. Analyse de sensibilité

Le tableau suivant présente l'augmentation estimée des obligations au titre des prestations définies, montant net, en supposant que certains changements seraient apportés aux principales hypothèses :

Exercice clos le 31 déc. 2018	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	70	11	3	2	1
Hausse de 1 % des échelles salariales	10	1	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	18	3	—	1	—

29. Partenariats

Au 31 décembre 2018, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par ATCO Power
Unité 3 de la centrale de Genesee	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par Capital Power Corporation
Unité 3 de la centrale de Keephills	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par TransAlta
Goldfields Power	Gaz	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Fortescue River Gas Pipeline	Gaz	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Soderglen	Énergie éolienne	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Pingston	Hydroélectricité	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta

30. Information liée aux flux de trésorerie

A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	58	(228)	(23)
Charges payées d'avance	19	(75)	5
Impôts sur le résultat à recevoir	—	8	(4)
Stocks	(21)	(7)	11
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	(97)	186	81
Impôts sur le résultat à payer	(3)	2	3
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(44)	(114)	73

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2017	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2018
Dette à long terme et obligations au titre des contrats de location- financement	3 707	(540)	10	–	95	(5)	3 267
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	34	(86)	–	107	–	3	58
Total des passifs liés aux activités de financement	3 741	(626)	10	107	95	(2)	3 325

	Solde au 31 déc. 2016	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2017
Dette à long terme et obligations au titre des contrats de location- financement	4 361	(545)	14	–	(115)	(8)	3 707
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	54	(86)	–	64	–	2	34
Total des passifs liés aux activités de financement	4 415	(631)	14	64	(115)	(6)	3 741

31. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 déc.	2018	2017	Augmentation (diminution)
Dette à long terme ¹	3 267	3 707	(440)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	3 059	3 094	(35)
Actions privilégiées	942	942	–
Surplus d'apport	11	10	1
Déficit	(1 496)	(1 209)	(287)
Cumul des autres éléments du résultat global	481	489	(8)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 137	1 059	78
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(89)	(314)	225
Moins : capital des liquidités soumises à restrictions des obligations d'OCP ³	(27)	–	(27)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	(10)	(30)	20
Total du capital	7 275	7 748	(473)

1) Inclut les obligations au titre des contrats de location-financement, les montants en vertu des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale et la tranche courante de la dette à long terme.

2) La Société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la Société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette.

3) La Société inclut le capital des liquidités soumises à restrictions des obligations d'OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) La Société inclut la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette représentant un actif, ou un passif, à titre de réduction, ou d'augmentation, dans le calcul du capital, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

En 2018, la Société a poursuivi ses efforts visant à réduire la dette globale. La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société, qui sont demeurés inchangés par rapport au 31 décembre 2017, se présentent comme suit :

A. Conserver une note de crédit de première qualité

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'une note de crédit de première qualité constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables. Les principales agences de notation évaluent la cote de crédit de TransAlta au moyen de diverses méthodes, notamment des ratios financiers. Ces méthodes et ratios ne sont pas publiquement disponibles. La direction de TransAlta a établi ses propres mesures, ratios et cibles pour gérer le capital de la Société. 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.

La Société a obtenu une note de première qualité de Standard & Poor's (perspectives négatives), DBRS (perspectives stables) et Fitch Ratings (perspectives stables). En décembre 2015, Moody's a abaissé la note de la Société en deçà de la note de première qualité, soit à Ba1 avec perspectives stables, et, en juin 2018, Moody's a fait passer sa perspective de notation de stable à positive. En 2018, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société avec une perspective stable, DBRS Limited a maintenu la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société de BBB (faible), des actions privilégiées de la Société de Pfd-3 (faible) et la note à titre d'émetteur de la Société de BBB (faible) avec une perspective stable, et Standard & Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société avec une perspective négative. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables. Les notes de crédit fournissent de l'information relative aux coûts de financement, à la liquidité et aux activités d'exploitation et touchent la capacité de la Société à obtenir du financement à court terme et à long terme ou le coût d'un tel financement. Le renforcement de la situation financière de la Société permet 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.

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer notre note 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 selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Ces ratios sont présentés dans le tableau suivant :

Aux 31 déc.	2018	2017	Cible
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,8	4,3	4 à 5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,8	20,4	20 à 25
Dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison (multiple)	3,7	3,6	3,0 à 3,5

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation plus l'intérêt sur la dette (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), divisés par les intérêts sur la dette, plus 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les fonds provenant des activités d'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de quatre à cinq.

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation moins 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées, divisés par la dette nette (dette courante et non courante plus 50 % des actions privilégiées en circulation, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles et compte tenu de la juste valeur positive des instruments de couverture de la dette). La Société vise à maintenir ce ratio à un pourcentage allant de 20 % à 25 %.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison correspond à la dette nette, divisée par le BAIIA aux fins de comparaison. Le BAIIA aux fins de comparaison correspond au résultat avant intérêt, impôts et amortissement et est ajusté en fonction de transactions et de montants

qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des activités commerciales courantes. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 3,0 à 3,5.

À certains moments, les ratios d'évaluation du crédit pourraient se trouver à l'extérieur des fourchettes ciblées déterminées lorsque la Société réaligne sa structure du capital. En 2018, la Société a continué de solidifier sa situation financière et de réduire ses dettes.

La direction surveille régulièrement les prévisions en matière de résultat net, de flux de trésorerie et de dépenses d'investissement ainsi que le calendrier des remboursements de la dette dans le but d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

B. Assurer la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes, effectuer des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, investir dans les immobilisations corporelles et réaliser des acquisitions

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit. La Société gère les variations du fonds de roulement au moyen des liquidités existantes en vertu des facilités de crédit.

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	194
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	44	114	(70)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	864	740	124
Dividendes versés sur actions ordinaires	(46)	(46)	—
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(165)	(172)	7
Dépenses en immobilisations corporelles ¹	(277)	(338)	61
Rentrées de fonds	336	144	192

1) Comprend des dépenses d'investissement de croissance liées à la centrale de South Hedland.

TransAlta maintient des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques de l'exercice liées à ses activités. Au 31 décembre 2018, un montant de 0,9 milliard de dollars au titre des facilités de crédit disponibles de la Société n'avait pas été prélevé (1,4 milliard de dollars en 2017).

Régulièrement, TransAlta accède aux marchés financiers, au besoin, afin de financer certaines de ces sorties de fonds nettes et de maintenir ses liquidités disponibles ainsi que sa structure du capital et ses mesures de crédit dans les fourchettes visées.

32. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2018 :

Filiale	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
TransAlta Generation Partnership	Canada	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Cogeneration L.P.	Canada	50,01	Production et vente d'électricité
TransAlta Centralia Generation LLC	États-Unis	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Energy Marketing Corp.	Canada	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy Marketing (U.S.), Inc.	États-Unis	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd.	Australie	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Renewables Inc.	Canada	60,9	Production et vente d'électricité

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées.

Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont la présidente et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement de la présidente et chef de la direction, et les membres du conseil d'administration.

La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
Rémunération totale	17	24	20
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	11	14	8
Avantages postérieurs à l'emploi	2	2	2
Paiements fondés sur des actions	4	8	10

33. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a d'autres engagements contractuels, soit directement ou au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats et ententes se présentent comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	28	15	13	11	12	157	236
Contrats de transport	9	10	6	4	3	—	32
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	158	160	27	24	24	95	488
Ententes de service à long terme	64	86	32	17	8	34	241
Contrats de location simple non résiliables	8	8	8	7	4	45	80
Croissance	324	79	144	—	—	—	547
Projet de loi TransAlta Energy	6	7	6	6	6	—	31
Total	597	365	236	69	57	331	1 655

A. Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat

Plusieurs centrales de la Société ont conclu des contrats d'achat de gaz à prix fixe et de transport connexes. Les autres contrats d'achat ont trait aux engagements portant sur la prestation de biens et de services.

B. Contrats de transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de la capacité du réseau de transport du nord-ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

C. Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière

Plusieurs contrats d'approvisionnement en charbon et contrats de transport ferroviaire connexes ont été conclus pour fournir du charbon à la centrale alimentée au charbon de Centralia aux fins de production. Les contrats d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes fixes, à des dates allant jusqu'à 2020.

Les engagements liés aux contrats d'exploitation minière comprennent la quote-part des engagements de la Société au titre des contrats d'exploitation minière liés à ses entreprises communes de Sheerness et de l'unité 3 de la centrale de Genesee et certains autres accords de redevances minières. Certains de ces engagements ont été réduits en raison de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, comme l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

D. Ententes de service à long terme

TransAlta a conclu diverses ententes de service principalement pour assurer les inspections, les réparations et l'entretien des installations alimentées au gaz naturel, des centrales alimentées au charbon et des turbines des diverses installations éoliennes.

E. Contrats de location simple non résiliables

TransAlta a des contrats de location simple en place pour des bâtiments, des véhicules et divers types d'équipement.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, un montant de 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2017 et 9 millions de dollars en 2016) a été passé en charges au titre de ces contrats de location simple. Les paiements de sous-location reçus en 2018, en 2017 et en 2016 ont été inférieurs à 1 million de dollars. Aucun loyer conditionnel n'a été versé au titre de ces contrats de location simple.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets de parcs éoliens Big Level, Antrim et Windrise, aux conversions des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, et à la participation de 50 % de la Société dans le projet du gazoduc Pioneer.

G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Le 30 juillet 2015, la Société a annoncé qu'elle officialisera son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de neuf ans de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de promouvoir l'efficacité énergétique et de soutenir l'expansion économique et le développement de la collectivité ainsi que les initiatives de formation et de recyclage professionnels dans l'État de Washington en renonçant au droit de résiliation de son engagement en fonction du niveau des ventes des contrats de la centrale Centralia. Au 31 décembre 2018, la Société avait financé une tranche d'environ 33 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

H. Divers

Une importante partie de la production d'électricité et d'énergie thermique de la Société dépend des CAÉ et des contrats à long terme. La plupart de ces contrats comprennent des modalités et conditions jugées comme courantes dans le secteur dans lequel la Société exerce ses activités. La nature des engagements relatifs à ces contrats correspond à la capacité de production d'électricité et d'énergie thermique, à la disponibilité et aux cibles de production; à la fiabilité et autres mesures de performance propres à la centrale; aux paiements déterminés des livraisons pendant les périodes de pointe et les

périodes creuses; aux prix par MWh; à la part du risque à assumer à l'égard des coûts du combustible; et au risque lié à la consommation spécifique de chaleur.

I. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société a été partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. L'estimation actuelle de l'exposition fondée sur des données connues s'établit à 15 millions de dollars; par conséquent, la Société a augmenté sa provision, la faisant passer de 7,5 millions de dollars à 15 millions de dollars en 2018.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement.

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.

III. Litige avec le Balancing Pool

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour un montant additionnel de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage.

34. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte huit secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels présentés

I. Information sur le résultat

Exercice clos le 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	912	442	232	165	282	156	67	(7)	2 249
Combustible et achats d'électricité	666	314	96	8	17	6	—	(7)	1 100
Marge brute	246	128	136	157	265	150	67	—	1 149
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	171	61	48	37	50	38	24	86	515
Amortissement	241	74	43	49	110	30	2	25	574
Imputations pour dépréciation d'actifs	38	—	—	—	12	—	—	23	73
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	5	1	—	8	3	—	1	31
Autres résultats d'exploitation, montant net	(198)	—	—	—	(6)	—	—	—	(204)
Résultats d'exploitation	(19)	(12)	44	71	91	79	41	(135)	160
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Charge d'intérêts nette									(250)
Perte de change									(15)
Profit à la vente d'actifs et autres									1
Perte avant impôts sur le résultat									(96)

Exercice clos le 31 déc. 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	999	435	261	135	287	121	69	—	2 307
Combustible et achats d'électricité	585	293	101	14	17	6	—	—	1 016
Marge brute	414	142	160	121	270	115	69	—	1 291
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	192	51	50	31	48	37	24	84	517
Amortissement	317	73	38	37	111	31	2	26	635
Imputations pour dépréciation d'actifs	20	—	—	—	—	—	—	—	20
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	4	1	—	8	3	—	1	30
Autres résultats d'exploitation, montant net	(40)	—	(9)	—	—	—	—	—	(49)
Résultats d'exploitation	(88)	14	80	53	103	44	43	(111)	138
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	11	43	—	—	—	—	54
Charge d'intérêts nette									(247)
Perte de change									(1)
Profit à la vente d'actifs									2
Résultat avant impôts sur le résultat									(54)

Exercice clos le 31 déc. 2016	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 048	354	402	119	272	126	76	—	2 397
Combustible et achats d'électricité	451	281	185	20	18	8	—	—	963
Marge brute	597	73	217	99	254	118	76	—	1 434
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	178	54	54	25	52	33	24	69	489
Amortissement	242	61	100	17	119	33	3	26	601
Reprises de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	28	—	—	—	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	4	1	1	8	3	—	1	31
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	—	(191)	—	(1)	—	—	1	(193)
Résultats d'exploitation	166	(46)	253	56	48	49	49	(97)	478
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	14	52	—	—	—	—	66
Charge d'intérêts nette									(229)
Perte de change									(5)
Profit à la vente d'actifs									4
Résultat avant impôts sur le résultat									314

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des produits des activités ordinaires de 16 millions de dollars (18 millions de dollars en 2017 et 19 millions de dollars en 2016) au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Goodwill	—	—	—	—	175	259	30	—	464
Immobilisations corporelles	2 587	332	391	554	1 799	481	1	19	6 164
Immobilisations incorporelles	81	7	4	41	173	4	11	52	373

Au 31 déc. 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Goodwill	—	—	—	—	174	259	30	—	463
Immobilisations corporelles	2 902	370	416	606	1 764	497	1	22	6 578
Immobilisations incorporelles	91	7	3	42	149	3	13	56	364

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	101	14	21	6	117	16	—	2	277
Immobilisations incorporelles	3	—	—	—	—	—	—	17	20

Exercice clos le 31 déc. 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	116	35	31	114	20	16	—	6	338
Immobilisations incorporelles	5	1	—	29	—	—	—	16	51

Exercice clos le 31 déc. 2016	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	159	15	11	107	16	43	—	7	358
Immobilisations incorporelles	3	1	1	—	—	—	—	16	21

IV. Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés et celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés	574	635	601
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (note 6)	136	73	63
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	710	708	664

C. Information géographique**I. Produits des activités ordinaires**

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
Canada	1 573	1 663	1 828
États-Unis	511	509	450
Australie	165	135	119
Total des produits des activités ordinaires	2 249	2 307	2 397

II. Actifs non courants

	Immobilisations corporelles		Immobilisations incorporelles		Autres actifs		Goodwill	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Aux 31 déc.								
Canada	4 953	5 353	273	297	101	105	417	417
États-Unis	657	619	59	25	50	43	47	46
Australie	554	606	41	42	83	89	—	—
Total	6 164	6 578	373	364	234	237	464	463

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les ventes à un seul et même client ont représenté 19 % (les ventes à un seul et même client ont représenté 28 % en 2017) du total des produits des activités ordinaires de la Société.

Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme «non auditée» pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés et qui a rédigé un rapport à cet égard.

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

0,23 fois

Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.

Résumé des données financières et statistiques sur onze ans

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résumé des données financières			
COMPTES DE RÉSULTAT			
Produits des activités ordinaires	2 249	2 307	2 397
Résultats d'exploitation	160	138	478
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	9 428	10 304	10 996
Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	59	433	334
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	3 119	2 960	3 722
Participations ne donnant pas le contrôle	1 137	1 059	1 152
Actions privilégiées	942	942	942
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires	2 055	2 384	2 569
Juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette	(10)	(30)	(163)
Total du capital investi ²	7 275	7 748	8 556
FLUX DE TRÉSORERIE			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(394)	87	(327)
INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES (par action)			
Résultat net	(0,86)	(0,66)	0,41
Résultat aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	0,13
Dividendes versés sur actions ordinaires	0,20	0,16	0,30
Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice)	7,16	8,28	8,92
Cours :			
Haut	7,9	8,50	7,54
Bas	5,44	6,88	3,76
Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre)	5,59	7,45	7,43
RATIOS (en pourcentage, sauf indication contraire)			
Dette nette ajustée sur le capital investi	49,7	49,5	51
Dette nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours	39,4	41,8	44,2
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple) ^{1,5}	3,7	3,6	3,8
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires	(15,76)	(10,00)	5,4
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	1,7
Rendement du capital investi	0,7	2,1	5,3
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ¹	s. o.	s. o.	4,4
Couverture par le résultat (multiple)	0,2	0,6	1,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ^{1,5}	6,1	4,3	8,1
BAIIA aux fins de comparaison (en millions de dollars canadiens) ^{1,5}	1 123	1 062	1 144
Couverture des dividendes (multiple) ^{1,5}	18,3	14,1	11,1
Rendement des actions	2,9	2,1	4
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée ^{1,5}	20,8	20,4	16,3
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple) ^{1,5}	4,8	4,3	3,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions)	287	288	288
Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions)	285	288	288
RÉSUMÉ DES DONNÉES STATISTIQUES			
Nombre d'employés	1 883	2 228	2 341
Capacité de production (MW) ³			
Charbon (Canada et États-Unis)	4 571	5 131	5 131
Gaz ⁴	1 395	1 403	1 482
Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique)	2 308	2 289	2 334
Placements en titres de capitaux propres	—	—	—
Capacité de production totale	8 273	8 823	8 947
Production totale (GWh)	28 409	36 900	38 157

Les données financières sont présentées selon les IFRS. Les données financières pour 2009 et les exercices antérieurs sont présentées selon les PCGR du Canada. Les chiffres des exercices antérieurs figurant dans le rapport de gestion ont été retraités pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice considéré. Tous les autres chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.

- 1) Le total du capital investi pour 2014 à 2009 a été révisé en fonction de la méthode de calcul de 2015.
- 2) Ces ratios ont été calculés selon des mesures non conformes aux IFRS. Les périodes pour lesquelles les mesures non conformes aux IFRS n'étaient pas déjà présentées n'ont pas fait l'objet de calculs. Pour 2017, les mesures de résultat aux fins de comparaison ne font plus l'objet de calculs ni de rapports.
- 3) La capacité de production de 2017, 2016, 2015, 2014, 2013 et 2012 correspond à la capacité brute sur laquelle sont fondés les résultats sous-jacents. Les chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été retraités.
- 4) Comprend les contrats de location-financement.
- 5) 2016 et 2015 ont fait l'objet d'une révision en raison des changements au BAIIA ou aux mesures des fonds provenant des activités d'exploitation du rapport de gestion.

Formules des ratios

Dette nette ajustée sur le capital investi = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette - trésorerie et équivalents de trésorerie + 50 % des actions privilégiées émises / du BAIIA aux fins de comparaison

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du profit lié aux activités abandonnées ou du résultat aux fins de comparaison / des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
2 267	2 623	2 292	2 210	2 618	2 673	2 770	3 110
148	442	195	(214)	645	487	378	533
(24)	141	(71)	(615)	290	255	181	235
10 947	9 833	9 624	9 503	9 780	9 635	9 762	7 815
33	708	175	582	284	202	(51)	194
4 408	3 305	4 130	3 610	3 721	3 823	4 411	2 564
1 029	594	517	330	358	431	478	469
942	942	781	—	—	—	—	—
2 419	2 342	2 125	3 018	3 274	3 120	2 929	2 510
(190)	(96)	(16)	50	32	41	16	—
8 641	7 795	7 712	7 590	7 669	7 617	7 783	5 737
432	796	765	520	690	838	580	1 038
(573)	(292)	(703)	(1 048)	(608)	(765)	(1 598)	(581)
-0,09	0,52	-0,27	-2,62	1,31	1,16	0,9	1,18
-0,17	0,25	0,31	0,5	1,05	0,97	0,9	1,46
0,72	0,83	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,08
8,52	8,52	7,92	8,78	12,08	12,85	13,41	12,7
12,34	14,94	16,86	21,37	23,24	23,98	25,3	37,5
4,13	9,81	12,91	14,11	19,45	19,61	18,11	21
4,91	10,52	13,48	15,12	21,02	21,15	23,48	24,3
54,6	56,3	60,7	61	52,5	53,1	56,1	48,1
50,2	54,1	58,7	59	60	50,7	52,6	45,6
5,4	4,2	4,6	4,6	3,8	—	—	—
-1,2	6,3	-3,2	-25,9	10,6	9,6	6,9	9,4
-2,3	3	3,7	4,9	8,4	8	6,9	11,6
4,6	5,8	2,8	-3,1	8,3	6,6	5,7	7,7
3	5,1	5,2	5,3	7	6	5,8	9,6
1,5	1,7	0,8	(1,00)	2,7	2,2	1,9	2,8
30	26,4	43,1	25,1	24	40	—	—
867	1 036	1 023	1 015	1 044	955	888	1 006
3,3	5,7	6,3	4,7	3,5	4	2,6	4,8
14,7	7,9	8,6	7,7	5,5	5,5	4,9	4,4
14,3	16,9	15,2	16,7	20,1	19,6	20,5	31,7
3,7	3,8	3,7	3,3	4,4	4,6	4,9	7,2
280	273	264	235	222	219	201	199
284	275	268	255	224	220	218	198
2 380	2 786	2 772	2 084	2 235	2 389	2 343	2 200
5 126	5 111	5 111	4 551	4 325	4 688	4 967	4 942
1 405	1 531	1 779	1 731	1 567	1 648	1 843	1 913
2 350	2 204	2 202	2 058	1 974	1 950	1 965	1 218
—	—	396	390	390	390	—	—
8 881	8 846	9 488	8 730	8 256	8 676	8 775	8 073
40 673	45 002	42 482	38 750	41 012	48 614	45 736	48 891

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées + intérêts sur la dette - produit d'intérêts

Rendement du capital investi = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette ou résultat aux fins de comparaison avant les participations ne donnant pas le contrôle et les impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement des actions = dividendes versés par action ordinaire / cours de clôture de l'exercice

Ratio de distribution = dividendes déclarés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison + intérêts sur la dette - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio de couverture des dividendes = flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison / dividendes sur actions ordinaires versés en espèces

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

BAIIA aux fins de comparaison = résultat d'exploitation + amortissement présenté dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés +/- éléments non comparables

Tableau récapitulatif des centrales

En janvier 2019	Installation	Capacité installée (MW) ¹	Propriété (%)	Capacité détenue (MW) ^{1,2}	Région	Source de produits	Date d'expiration du contrat	
Charbon 12 installations	Sundance, AB	1 581	100 %	1 581	Ouest du Canada	Capacité marchande ³	–	
	Keephills, AB	790	100 %	790	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta ⁴ / capacité marchande ⁵	2020	
	Unité 3 de Keephills, AB	463	50 %	232	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Unité 3 de Genesee, AB	466	50 %	233	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Sheerness, AB	790	25 %	198	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta / capacité marchande ⁶	2020	
	Centralia, WA	1 340	100 %	1 340	États-Unis	CLT ⁷ / capacité marchande	2020-2025 ⁸	
Total Charbon		5 430		4 373				
Gaz 11 installations	Poplar Creek, AB ⁹	230	100 %	230	Ouest du Canada	CLT	2030	
	Fort Saskatchewan, AB	118	30 %	35	Ouest du Canada	CLT	2029	
	Sarnia, ON*	499	100 %	499	Est du Canada	CLT	2022-2025	
	Ottawa, ON	74	50 %	37	Est du Canada	CLT / capacité marchande	2017-2033	
	Windsor, ON	72	50 %	36	Est du Canada	CLT / capacité marchande	2031	
	Parkeston, WA ^{*11}	110	50 %	55	Australie	CLT	2026	
	Southern Cross, WA ^{*10,11}	245	100 %	245	Australie	CLT	2023	
	South Hedland, WA ^{*11}	150	100 %	150	Australie	CLT	2042	
Total Gaz		1 498		1 287				
Énergie éolienne 21 installations	Unité 1 de Summerview, AB*	70	100 %	70	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Unité 2 de Summerview, AB*	66	100 %	66	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Ardenville, AB*	69	100 %	69	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Blue Trail, AB*	66	100 %	66	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Castle River, AB ^{*12}	44	100 %	44	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	McBride Lake, AB*	75	50 %	38	Ouest du Canada	CLT	2024	
	Soderghen, AB*	71	50 %	35	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Cowley North, AB*	20	100 %	20	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Sinnott, AB*	7	100 %	7	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Macleod Flats, AB*	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Melancthon, ON ^{*13}	200	100 %	200	Est du Canada	CLT	2026-2028	
	Wolfe Island, ON*	198	100 %	198	Est du Canada	CLT	2029	
	Kent Breeze, ON*	20	100 %	20	Est du Canada	CLT	2031	
	Kent Hills, NB*	167	83 %	139	Est du Canada	CLT	2035	
	Le Nordais, QC*	98	100 %	98	Est du Canada	CLT	2033	
	New Richmond, QC*	68	100 %	68	Est du Canada	CLT	2033	
		Wyoming Wind, WY*	144	100 %	144	États-Unis	CLT	2028
	Lakeswind, MN*	50	100 %	50	États-Unis	CLT	2034	
Total Énergie éolienne		1 434		1 332				
Énergie solaire 1 installation	Mass Solar, MA ^{*14}	21	100 %	21	États-Unis	CLT	2032-2035	
Total Énergie solaire		21		21				
Hydroélectricité 27 installations	Brazeau, AB	355	100 %	355	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Bighorn, AB	120	100 %	120	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Spray, AB	112	100 %	112	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Ghost, AB	54	100 %	54	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Rundle, AB	50	100 %	50	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Cascade, AB	36	100 %	36	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Kananaskis, AB	19	100 %	19	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Bearspaw, AB	17	100 %	17	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Barrier, AB	13	100 %	13	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Taylor, AB*	13	100 %	13	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Interlakes, AB	5	100 %	5	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Belly River, AB*	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Three Sisters, AB	3	100 %	3	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Waterton, AB*	3	100 %	3	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	St. Mary, AB*	2	100 %	2	Ouest du Canada	Capacité marchande	–	
	Upper Mamquam, BC*	25	100 %	25	Ouest du Canada	CLT	2025	
	Pingston, BC*	45	50 %	23	Ouest du Canada	CLT	2023	
	Bone Creek, BC*	19	100 %	19	Ouest du Canada	CLT	2031	
	Akolkolex, BC ^{8*}	10	100 %	10	Ouest du Canada	CLT	2045	
		Ragged Chute, ON*	7	100 %	7	Est du Canada	CLT	2029
		Misema, ON*	3	100 %	3	Est du Canada	CLT	2027
		Galetta, ON*	2	100 %	2	Est du Canada	CLT	2030
		Appleton, ON*	1	100 %	1	Est du Canada	CLT	2030
		Moose Rapids, ON*	1	100 %	1	Est du Canada	CLT	2030
		Skookumchuck, WA	1	100 %	1	États-Unis	CLT	2020
Total Hydroélectricité		948		926				
Total		9 331		7 939				

* Installation de TransAlta Renewables.

- 1) Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près; par conséquent, la somme des colonnes peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.
- 2) Tient compte de la totalité des actifs de TransAlta Renewables. Au 31 décembre 2018, TransAlta détenait environ 61 % des actions en circulation de TransAlta Renewables.
- 3) La capacité marchande renvoie à un accroissement de la capacité nominale à l'unité 3 (15 MW), à l'unité 4 (53 MW), à l'unité 5 (53 MW) et à l'unité 6 (44 MW).
- 4) CAÉ désigne un contrat d'achat d'électricité.
- 5) La capacité marchande renvoie à un accroissement de la capacité nominale à l'unité 1 (12 MW) et à l'unité 2 (12 MW).

6) La capacité marchande renvoie à un accroissement de la capacité nominale à l'unité 1 (10 MW).

- 7) CLT désigne un contrat à long terme.
- 8) Le contrat est en vigueur jusqu'en 2025. Toutefois, une unité doit être mise hors service en 2020.
- 9) La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor et la propriété de l'installation sera transférée à Suncor en 2030.
- 10) Comprend quatre installations.
- 11) Gaz/diesel.
- 12) Comprend sept turbines individuelles à d'autres emplacements.
- 13) Comprend deux installations.
- 14) Comprend quatre installations au sol et quatre installations en toiture.

Indicateurs de performance du développement durable

Statistiques de la Société

Systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité	2018	2017	2016
Installations avec systèmes de gestion certifiés ISO 14001 et/ou OHSAS 18001 (en pourcentage) ¹	97	97	97
Audits de systèmes de gestion ²	17	20	35
Performance environnementale	2018	2017	2016
Utilisation de ressources ou d'énergie³			
Combustion du charbon (tonnes)	10 001 100	14 956 400	15 735 300
Combustion de gaz naturel (GJ)	69 372 900	55 520 900	62 486 700
Combustion de diesel (L)	9 544 200	4 384 700	46 179 400
Consommation d'essence : véhicules (L)	1 414 600	1 476 700	1 487 200
Consommation de diesel : véhicules (L)	38 361 500	44 045 200	40 224 800
Consommation de propane : véhicules (L)	75 100	112 000	78 800
Électricité : activités de construction (MWh)	279 800	290 100	359 300
Gaz naturel : activités de construction (GJ)	73 100	75 500	58 300
Propane : activités de construction (L)	154 300	125 800	127 500
Kérosène : activités de construction (L)	115 600	96 200	56 500
Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)⁴	358 477 500	496 910 700	528 442 800
Émissions de gaz à effet de serre⁵			
Dioxyde de carbone (tonnes d'équivalent CO ₂)√	20 595 600	29 627 700	30 381 300
Méthane (tonnes d'équivalent CO ₂)√	68 900	107 100	114 200
Oxyde d'azote (tonnes d'équivalent CO ₂)√	115 400	185 100	224 600
Hexafluorure de soufre (tonnes d'équivalent CO ₂)	10	10	20
Total des émissions de gaz à effet de serre⁶ (tonnes d'équivalent CO₂)√	20 779 900	29 919 900	30 720 100
Intensité des émissions de gaz à effet de serre ⁷ (tonnes d'équivalent CO ₂ /MWh)√	0,77	0,86	0,83
Émissions atmosphériques⁸			
Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes)√	19 300	36 200	39 600
Intensité des émissions de dioxyde de soufre ⁹ (kg/MWh)√	0,73	1,05	1,08
Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes)√	28 000	44 400	48 400
Intensité des émissions d'oxyde d'azote ⁹ (kg/MWh)√	1,05	1,29	1,33
Total des émissions de particules fines (tonnes)√	7 800	14 500	13 800
Intensité des émissions de particules fines ⁹ (kg/MWh)√	0,29	0,42	0,38
Total des émissions de mercure (kilogrammes)√	70	110	130
Intensité des émissions de mercure ⁹ (mg/MWh)√	2,5	3,29	3,52
Gestion de l'eau¹⁰			
Apport en eau (millions de m ³)√	245	213	239
Déversement d'eau (millions de m ³)√	208	172	197
Consommation d'eau (millions de m³)√	37	41	42
Intensité de consommation d'eau ¹¹ (m ³ /MWh)√	1,4	1,18	1,63

Gestion des déchets¹²**Non dangereux**

Décharges (tonnes) ✓	1 900	3 200	2 100
Décharges (L) ✓	68 100	63 500	518 400
Élimination de cendres : mines ¹³ (tonnes) ✓	461 200	1 338 600	1 315 000
Élimination de cendres : bassins ¹⁴ (tonnes) ✓	276 900	485 500	527 700
Recyclés (tonnes) ✓	1 800	1 400	18 000
Recyclés (L) ✓	3 718 100	4 122 700	212 100
Réutilisés (tonnes) ✓	564 400	827 400	700 700
Stockés (tonnes) ✓	—	—	8 300

Dangereux¹⁵

Décharges (tonnes) ✓	40	40	40
Décharges (L) ✓	45 100	14 600	13 110
Recyclés (tonnes) ✓	40	12 740	60
Recyclés (L) ✓	16 255 300	20 140 400	17 209 600

Utilisation et remise en état des terrains¹⁶

Terrains utilisés dans des activités minières – perturbés (hectares cumulés) ✓	12 400	12 100	11 800
Terrains utilisés dans des activités minières – remis en état (hectares cumulés) ✓	4 700	4 600	4 600

Remise en état des terrains¹⁷ (% de terrains perturbés) ✓

Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ✓	7 700	7 400	7 200
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et de l'équipement (hectares) ✓	3 900	3 900	2 700
Total des terrains utilisés (hectares cumulés) ✓	11 700	11 300	9 900

Incidents environnementaux

Total des incidents environnementaux¹⁸ ✓	7	5	16
Mesures d'application des lois environnementales ¹⁹	1	—	—
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	6	—	—

Déversements²⁰

Volume des déversements importants (m ³)	5	15	61
--	---	----	----

Performance sociale	2018	2017	2016
Pratiques en milieu de travail			
Employés	1 883	2 228	2 341
Nombre d'employés à temps plein	1 810	2 125	2 267
Nombre d'employés à temps partiel	22	24	26
Nombre de collaborateurs externes	51	79	48
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%) ²¹	50	57	53
Taux de roulement volontaire des employés (%) ²²	20,22	10,65	6,71
Diversité			
Femmes au sein de l'effectif (%)	20	19	18
Femmes à des postes de haute direction (%)	50	26	26
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	40	40	33
Santé et sécurité			
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité ²³	—	4	4
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	—	—	5,4
Décès parmi les employés et les employés de sous-traitants ✓	—	—	—
Blessures avec arrêt de travail (BAAT) ²⁴ ✓	1	6	4
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail (BSMSAT) ²⁵ ✓	12	15	20
Total des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants ✓	13	21	24
Total du taux de fréquence des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants²⁶ ✓	0,54	0,72	0,85
Total du taux de fréquence des incidents parmi les employés et les employés de sous-traitants²⁷ ✓	1,98	3,54	3,29
Relations avec les collectivités			
Investissements dans la collectivité (en milliers de dollars) ²⁸	2,4	2,6	2,5

✓ Les données de 2018 ont été certifiées à un niveau d'assurance limitée par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Se reporter à la rubrique «Explication des notes» pour obtenir plus de renseignements sur les notes.

Explication des notes

TransAlta s'efforce continuellement d'améliorer la précision et la couverture de l'information relative à la performance du développement durable pour toutes les parties prenantes. Chaque année, nous passons en revue nos processus et contrôles relatifs à l'évaluation et au calcul de nos principales données sur le développement durable. Les statistiques de la Société comportent plusieurs notes de bas de page qui visent à fournir des éclaircissements sur certains périmètres, certaines modifications à la méthodologie et certaines définitions. Pour toute question ou pour plus de détails sur les principaux indicateurs de performance, communiquez avec nous à l'adresse sustainability@transalta.com.

1. Les normes ISO 14001 et ISO 18001 sont les normes les plus reconnues du monde pour les systèmes de gestion de l'environnement et de gestion de la santé et de la sécurité. TransAlta détient une participation dans 73 installations.
2. Audits internes réalisés selon les dispositions des systèmes de gestion certifiés ISO, les cadres de réglementation et la norme du certificat de reconnaissance de l'Alberta.
3. L'utilisation d'énergie est calculée et déclarée par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des gaz à effet de serre («GES»), soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel.
4. Les données liées à l'énergie de 2016 ont été revues en 2017, en raison de changements dans la combustion de diesel à la centrale de Centralia en 2016, ainsi que dans la combustion de gaz naturel et de diesel à la centrale de Sarnia en 2016. Les données liées à la combustion de diesel à la centrale de Centralia pour 2016 n'ont pas été présentées correctement. Les données liées à l'énergie à la centrale de Sarnia de 2016 n'ont pas été présentées correctement en raison d'erreurs du système des TI. Le diesel destiné aux véhicules à la centrale de Sarnia en 2016 n'a pas été utilisé correctement : il était destiné à un générateur de secours à moteur diesel. Or, les volumes ont été inscrits au titre de la combustion de diesel au lieu de la consommation de diesel par les véhicules.
5. Les émissions de GES sont calculées et présentées par les installations exploitées par TransAlta en conformité avec la réglementation sur les émissions de carbone de la région où se trouve la centrale et avec le Protocole des gaz à effet de serre : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise (plus particulièrement la méthodologie «Définition des limites organisationnelles : contrôle opérationnel»). Selon cette méthodologie, TransAlta signale la totalité des émissions de GES provenant des installations qu'elle exploite. Les émissions de GES comprennent les émissions émanant de sources de combustion fixe, du transport et de l'exploitation de bâtiments, et les émissions fugitives.
6. Les émissions de GES brutes ou les émissions d'équivalent CO₂ brutes regroupent les émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde d'azote et d'hexafluorure de soufre. Parallèlement, la somme des émissions de niveau 1 et de niveau 2 équivaldra aux émissions d'équivalent CO₂ brutes ou aux émissions de GES brutes. Les données liées aux GES de 2016 ont été revues en 2017, en raison des changements dans la combustion de diesel à la centrale de Centralia, ainsi que dans la combustion de gaz naturel et de diesel à la centrale de Sarnia en 2016. Se reporter à la note 3 pour des explications des révisions.
7. L'intensité des émissions de GES est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la participation financière. Les données sur les émissions d'oxyde d'azote ont été revues en 2018, passant à 185 100 tonnes d'équivalent CO₂ (auparavant enregistrées à 190 900 tonnes d'équivalent CO₂) en raison d'une comptabilisation en double des émissions attribuables à la combustion mobile à la mine Highvale. Les données sur la production en Australie de 2016 ont été revues en 2017 en raison d'un problème de compteurs en 2016. Par conséquent, les émissions de GES ont diminué en 2016, passant de 0,84 à 0,83 tonne d'équivalent CO₂/MWh.
8. Les émissions atmosphériques sont déclarées par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des GES, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel. Les émissions atmosphériques sont exprimées en tonnes, sauf en ce qui concerne les émissions de mercure, qui sont présentées en kilogrammes. Le total des émissions de particules fines comprend des particules PM2.5 et PM10. En 2018, nous avons revu nos émissions de particules fines passées pour y inclure le total des émissions de particules fines de poussière attribuable aux routes de notre mine de charbon en Alberta. Notre approche antérieure était de signaler les émissions de particules fines attribuables aux cheminées seulement, mais nous incluons maintenant les émissions de poussière attribuable aux routes dans le cadre de notre processus d'amélioration continue. Par conséquent, les données historiques sur le volume des émissions de particules fines et l'intensité des émissions ont été ajustées pour y inclure le total des émissions de particules fines attribuable à la poussière des routes de notre mine de Highvale.
9. L'intensité des émissions atmosphériques est calculée en divisant les émissions opérationnelles totales par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la participation financière.
10. L'utilisation de l'eau est déclarée par les installations exploitées par TransAlta, selon la même approche que celle utilisée pour la déclaration des GES, soit l'application d'une limite de contrôle opérationnel. Pour mesurer le total d'eau consommée, on soustrait le déversement d'eau du total de l'apport en eau. L'eau sert principalement au refroidissement de nos centrales thermiques. Les pertes par évaporation aux bassins et aux tours de refroidissement représentent 95 % des pertes d'eau. L'eau évaporée n'est pas retournée directement au plan d'eau, mais l'eau reste dans le cycle hydrologique. Les données historiques sur l'eau à la centrale de Sundance de 2015 et 2016 ont été revues en 2017, en raison d'une divergence entre les déclarations de données de la Société et des unités fonctionnelles. Les volumes d'eau déversés dans les bassins de refroidissement, adjacents au lac Wabamum, étaient inscrits en tant qu'apports plutôt qu'en tant que déversements. Ils ont été réinscrits correctement depuis.
11. L'intensité d'eau est calculée en divisant la consommation d'eau opérationnelle totale (m³) par 100 % de la production (MWh) provenant des installations exploitées, sans égard à la propriété financière.
12. Les déchets non dangereux comprennent, sans toutefois s'y limiter, l'élimination des produits chimiques de traitement de l'eau, les déchets du charbon (y compris les sous-produits de la cendre), les métaux, le papier, le carton et les matériaux de construction. En raison d'un problème du fournisseur à notre unité fonctionnelle du secteur Hydroélectricité, les déchets dangereux mis en décharge ont été estimés en 2018 en fonction de la moyenne de déchets dangereux mis en décharge de 2015 à 2017.
13. Élimination de cendres : mines renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production de charbon, qui sont traitées puis retournées à leur source de départ, la mine, pour être mises en décharge ou éliminées.
14. Élimination de cendres : bassins renvoie aux cendres volantes et aux cendres résiduelles issues de la production de charbon à la centrale de Keephills, qui sont traitées puis transportées vers des bassins en vue de leur élimination.
15. Les déchets dangereux sont des substances à éliminer, lesquelles, à court ou à long terme, peuvent être nuisibles à l'homme, aux végétaux, aux animaux et à l'environnement.
16. L'utilisation totale des terrains est l'utilisation des terrains miniers plus les terrains utilisés par des centrales, des bureaux et de l'équipement.

17. *L'utilisation des terrains perturbés et les volumes de la mine de Highvale ont été rapprochés en 2017 pour correspondre aux données de rapports réglementaires de l'Alberta. Les volumes perturbés réels en 2017 étaient de 160 hectares et ils ont été rapprochés avec 80 hectares afin d'assurer l'alignement des volumes de l'ensemble des terrains perturbés. Par conséquent, le pourcentage de remise en état a diminué de 1 % comparativement aux données de 2016.*
18. *Les incidents environnementaux sont des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la société qui ont donné lieu à ou qui auraient pu donner lieu à des mesures d'application.*
19. *Les mesures d'application environnementales sont des violations de la réglementation, des manquements à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la société qui ont donné lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.*
20. *Les volumes des déversements qui doivent être signalés à un organisme de réglementation ou qui causent peu de dommages à l'écosystème.*
21. *TransAlta compte plus de 900 employés syndiqués travaillant principalement à ses installations.*
22. *Le roulement volontaire est aligné sur la méthodologie d'information sur le roulement volontaire des employés des Ressources humaines. Selon cette méthodologie, le roulement volontaire est un départ décidé par tout employé à plein temps et à temps partiel ou tout collaborateur externe, sauf un départ à la retraite. Les étudiants occupant un emploi d'été et les employés temporaires sont exclus du programme de roulement volontaire.*
23. *Les mesures d'application en matière de santé et de sécurité comprennent celles qui donnent lieu à une violation de la réglementation, un manquement à celle-ci ou un dépassement des limites établies par les autorisations d'exploitation de la société qui ont donné lieu à des mesures d'application, notamment des ordres de suspendre les travaux, des amendes ou la suspension des autorisations d'exploitation.*
24. *Les blessures ayant causé un arrêt de travail sont des blessures qui ont obligé un employé à arrêter de travailler au-delà de la journée où la blessure est survenue.*
25. *Les blessures ayant nécessité des soins médicaux sont des blessures qui ont requis des soins médicaux plus sérieux que des premiers soins.*
26. *Le taux de fréquence des blessures mesure les blessures liées au travail ayant nécessité des soins médicaux et ayant entraîné un arrêt de travail par 200 000 heures travaillées. Ce taux est calculé selon une combinaison d'heures d'exposition réelles et estimatives.*
27. *Le taux de fréquence totale des incidents fait le suivi du nombre total de blessures (avec aide médicale, arrêt de travail, travail restreint ou premiers soins) relativement au nombre d'heures travaillées.*
28. *Totaux cumulatifs des dons et commandites dans l'année civile considérée. Le montant de ces investissements ne comprend pas les dons de nos employés.*

Déclaration d'assurance indépendante relative au développement durable

Au conseil d'administration et à la direction de TransAlta Corporation («TransAlta»)

Portée de la mission d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. («EY»)

Nos responsabilités comprenaient la fourniture d'une assurance limitée à l'égard de divers indicateurs de performance, tels qu'ils sont présentés dans l'annexe de la présente déclaration.

Objet considéré

Nous avons mis en œuvre des procédures d'assurance limitée pour les indicateurs de performance quantitatifs suivants (objet considéré) pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

- Émissions de dioxyde de soufre et intensité des émissions (tonnes, kg/MWh)
- Émissions d'oxyde d'azote et intensité des émissions (tonnes, kg/MWh)
- Émissions de particules fines et intensité des émissions (tonnes, kg/MWh)
- Émissions de mercure et intensité des émissions (kg, mg/MWh)
- Émissions de dioxyde de carbone (tonnes d'équivalent CO₂)
- Émissions de méthane (tonnes d'équivalent CO₂)
- Émissions d'oxyde d'azote (tonnes d'équivalent CO₂)
- Total des émissions de GES et intensité des émissions (tonnes d'équivalent CO₂, tonnes d'équivalent CO₂/GWh)
- Total des incidents environnementaux
- Blessures avec arrêt de travail (BAAT) parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail (BSMSAT) parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Total des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants
- Total des blessures subies par les employés et les employés de sous-traitants (blessures/200 000 heures)
- Nombre d'accidents mortels – employés et employés de sous-traitants
- Apport en eau, déversement, consommation (millions de m³)
- Intensité de la consommation d'eau (m³/MWh)
- Gestion des déchets – non dangereux

- * Dépôts (tonnes, L)
- * Élimination des cendres : mines, bassins (tonnes)
- * Recyclés (tonnes, L)
- * Réutilisés (tonnes)
- * Stockés (tonnes)
- Gestion des déchets – dangereux
 - * Dépôts (tonnes, L)
 - * Recyclés (tonnes, L)
- Utilisation des terrains – perturbés et remis en état

Critères

TransAlta a préparé l'information sur la performance spécifiée conformément aux normes du secteur et, dans les cas jugés pertinents, selon les critères élaborés en interne.

Responsabilités de la direction de TransAlta

L'objet considéré a été préparé par la direction de TransAlta, qui est responsable des assertions, des affirmations et des énoncés faits aux présentes, y compris les assertions que nous avons faites pour fournir une assurance limitée quant à la collecte, la quantification et la présentation des indicateurs de performance et des critères utilisés pour établir que l'information est appropriée pour la présentation d'information dans le rapport. De plus, la direction est responsable du maintien de dossiers et de contrôles internes adéquats conçus pour le processus d'information.

Responsabilités d'EY

Nos procédures d'assurance limitée ont été planifiées et exécutées conformément à la norme internationale sur les missions d'assurance (ISAE) 3000, Missions d'attestation autres que les audits ou examens d'informations financières historiques.

Nos procédures ont été conçues pour obtenir un niveau d'assurance limitée sur lequel fonder nos conclusions. Les procédures appliquées ne fournissent pas tous les éléments probants qui seraient requis dans une mission d'assurance raisonnable. Par conséquent, nous n'exprimons pas un niveau d'assurance raisonnable. Bien que nous ayons établi l'efficacité des contrôles internes de la direction pour déterminer la nature et la portée de nos procédures, notre mission d'assurance n'a pas été conçue pour fournir une assurance sur les contrôles internes, et c'est pourquoi nous n'exprimons pas de conclusion.

Cet énoncé d'assurance a été préparé pour TransAlta afin d'aider la direction à déterminer si l'objet considéré est présenté conformément aux critères et à aucune autre fin. Notre énoncé d'assurance s'adresse uniquement à TransAlta conformément aux modalités de notre mission. Nous

n'acceptons ni n'assumons la responsabilité de notre travail ou des conclusions auxquelles nous sommes arrivés dans cet énoncé pour personne d'autre que TransAlta.

Procédures d'assurance

Nous avons planifié et exécuté notre travail afin d'obtenir tous les éléments probants, l'information et les explications considérés nécessaires relativement à l'étendue des travaux ci-dessus. Nos procédures d'assurance comprenaient ce qui suit, sans toutefois s'y limiter :

- Interroger des membres du personnel pertinents au siège social et à divers sites afin de comprendre les processus de gestion de données liés aux indicateurs de performance sélectionnés.
- Vérifier, par sondage, l'exactitude des calculs exécutés, notamment au moyen de demandes d'informations, d'analyses des écarts et de performance des nouveaux calculs.
- Évaluer le risque d'anomalies significatives résultant de la fraude ou d'erreurs en rapport avec les indicateurs de performance sélectionnés.
- Évaluer la présentation globale du Rapport, y compris la constance de l'objet considéré.

Limites de l'étendue des travaux d'EY

L'étendue des travaux ne comprenait pas l'expression de conclusions concernant :

- le caractère significatif, l'exhaustivité ou l'exactitude d'ensembles de données ou d'informations relatives à des secteurs autres que ceux visés par les données de performance choisies, et toute information propre à un site;
- les énoncés prospectifs de la direction;
- toute comparaison faite par TransAlta avec des données historiques;
- la pertinence de définitions pour des critères élaborés en interne.

Énoncé d'indépendance et de compétence

Dans le cadre de notre mission, nous nous sommes conformés aux exigences du code de déontologie des comptables professionnels agréés publiées par l'International Ethics Standards Board for Accountants.

Conclusion d'EY

Sur la base des travaux menés dans le cadre de la mission d'assurance limitée décrite dans le présent Rapport, aucun fait n'a été porté à notre attention qui nous porterait à croire que l'objet considéré n'est pas, à tous les égards importants, présenté conformément aux critères pertinents.

Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Calgary, Canada

Le 26 février 2019

Information pour les actionnaires

Services spéciaux pour les actionnaires inscrits

Service	Description
Dépôt direct des dividendes	Dépôt automatique des dividendes dans votre compte bancaire
Consolidation des comptes	Élimination d'envois superflus et coûteux au moyen de la consolidation des comptes
Changement d'adresse et transfert d'actions	Envoi des relevés d'impôt et des dividendes sans les retards occasionnés par un changement d'adresse ou un transfert de propriété

Division et consolidation des actions

Date	Événements
8 mai 1980	Division
1 ^{er} février 1988	Division ¹
31 décembre 1992	Réorganisation : Les actions de TransAlta Utilities ont été échangées contre des actions de TransAlta Corporation ² à raison de 1 pour 1.

La valeur à la date d'évaluation des actions ordinaires détenues au 31 décembre 1971, ajustée compte tenu de la division des actions, est de 4,54 \$ l'action.

1) Le prix de base ajusté des actions détenues au 31 janvier 1988 a été réduit de 0,75 \$ l'action par suite de la division des actions le 1^{er} février 1988.

2) TransAlta Utilities Corporation est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation par suite de cette réorganisation.

Déclaration de dividendes sur actions ordinaires

Les dividendes sont versés trimestriellement selon la décision du conseil. Les dividendes sur nos actions ordinaires sont versés au gré du conseil. Pour fixer le taux de versement et le niveau du dividende futur, le conseil tient compte de notre rendement financier, des résultats de nos activités d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins quant au financement de nos activités poursuivies et de notre croissance en fonction du remboursement de capital aux actionnaires. Le conseil continue de mettre l'accent sur l'obtention d'un résultat soutenu et sur la croissance des flux de trésorerie.

Dividendes sur actions ordinaires déclarés en 2018

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
1 ^{er} avril 2018	1 ^{er} mars 2018	28 février 2018	0,04 \$
3 juillet 2018	1 ^{er} juin 2018	31 mai 2018	0,04 \$
1 ^{er} octobre 2018	4 septembre 2018	31 août 2018	0,04 \$
1 ^{er} janvier 2018	3 décembre 2018	30 novembre 2018	0,04 \$
1 ^{er} avril 2019	1 ^{er} mars 2019	28 février 2019	0,04 \$

Questions liées à la comptabilité ou à l'audit

TransAlta a adopté une procédure permettant aux employés, aux actionnaires ou autres parties de transmettre de façon anonyme et confidentielle au comité d'audit et des risques du conseil d'administration des préoccupations ou plaintes se rapportant à la comptabilité ou à d'autres questions. Ces questions peuvent être transmises au comité d'audit et des risques par l'intermédiaire du chef des services juridiques et chef de la conformité et secrétaire de la Société.

Déclaration de dividendes sur actions privilégiées

Série A : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 0,67724 \$ par action pour la période allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement.

Série B : Les dividendes en espèces variables cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration pour la période allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement.

Série C : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,01 \$ par action pour la période allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement.

Série E : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,30 \$ par action pour la période allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement.

Série G : Les dividendes en espèces fixes cumulatifs sur actions privilégiées sont versés trimestriellement lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration à un taux annuel de 1,325 \$ par action à partir de la date d'émission, soit le 15 août 2014, au 30 septembre 2019, exclusivement.

Dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2018

Série A

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2018	1 ^{er} mars 2018	28 février 2018	0,16931 \$
3 juillet 2018	1 ^{er} juin 2018	31 mai 2018	0,16931 \$
30 septembre 2018	4 septembre 2018	31 août 2018	0,16931 \$
31 décembre 2018	3 décembre 2018	30 novembre 2018	0,16931 \$
31 mars 2019	1 ^{er} mars 2019	28 février 2019	0,16931 \$

Série B

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2018	1 ^{er} mars 2018	28 février 2018	0,23073 \$
3 juillet 2018	1 ^{er} juin 2018	31 mai 2018	0,22301 \$
30 septembre 2018	4 septembre 2018	31 août 2018	0,20984 \$
31 décembre 2018	3 décembre 2018	30 novembre 2018	0,19951 \$
31 mars 2019	1 ^{er} mars 2019	28 février 2019	0,17889 \$

Série C

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2018	1 ^{er} mars 2018	28 février 2018	0,25169 \$
3 juillet 2018	1 ^{er} juin 2018	31 mai 2018	0,25169 \$
30 septembre 2018	4 septembre 2018	31 août 2018	0,25169 \$
31 décembre 2018	3 décembre 2018	30 novembre 2018	0,25169 \$
31 mars 2019	1 ^{er} mars 2019	28 février 2019	0,25169 \$

Série E

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2018	1 ^{er} mars 2018	28 février 2018	0,32463 \$
3 juillet 2018	1 ^{er} juin 2018	31 mai 2018	0,32463 \$
30 septembre 2018	4 septembre 2018	31 août 2018	0,32463 \$
31 décembre 2018	3 décembre 2018	30 novembre 2018	0,32463 \$
31 mars 2019	1 ^{er} mars 2019	28 février 2019	0,32463 \$

Série G

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
31 mars 2018	1 ^{er} mars 2018	28 février 2018	0,33125 \$
3 juillet 2018	1 ^{er} juin 2018	31 mai 2018	0,33125 \$
30 septembre 2018	4 septembre 2018	31 août 2018	0,33125 \$
31 décembre 2018	3 décembre 2018	30 novembre 2018	0,33125 \$
31 mars 2019	1 ^{er} mars 2019	28 février 2019	0,33125 \$

Les dividendes sont versés le dernier jour du mois de mars, de juin, de septembre et de décembre. Lorsque la date de versement d'un dividende tombe une fin de semaine ou un jour férié, le versement est reporté au jour ouvrable suivant. Seuls les versements de dividendes qui ont été approuvés par le conseil d'administration sont indiqués dans ce tableau.

Droits de vote

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à un vote par action ordinaire détenue.

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires aura lieu à 10 h 30 (HNR) le mardi 16 avril 2019 à la salle Doherty (Stampede Park) 623 13 Ave SE, Calgary, Alberta.

Agent des transferts

Société de fiducie AST (Canada)*

C. P. 700, succursale B
Montréal (Québec) H3B 3K3

Téléphone

Amérique du Nord :
1.800.387.0825 (sans frais)
Toronto ou en dehors de
l'Amérique du Nord :
416.682.3860

Courriel : inquiries@astfinancial.com

Télécopieur

514.985.8843

Site Web

www.astfinancial.com/ca-fr

Bourses

Bourse de Toronto (TSX)
New York Stock Exchange (NYSE)

Symboles boursiers

Actions ordinaires de TransAlta Corporation : TSX : TA, NYSE : TAC
Actions privilégiées de TransAlta Corporation : TSX : TA.PR.D, TA.PR.E,
TA.PR.F, TA.PR.H, TA.PR.J

Renseignements supplémentaires

Les demandes peuvent être adressées à :

Relations avec les investisseurs

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue SW
P.O. Box 1900, Station "M"
Calgary, Alberta T2P 2M1

Téléphone

Amérique du Nord :
1.800.387.3598 (sans frais)
Calgary ou en dehors de
l'Amérique du Nord :
403.267.2520

Courriel

investor_relations@transalta.com

Télécopieur

403.267.7405

Site Web

www.transalta.com

Faits saillants pour les actionnaires

Rendement total pour les actionnaires par rapport à l'indice composé S&P/TSX

Exercices clos les 31 décembre (\$)

	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18
TransAlta	100	95	100	77	74	61	31	49	50	38
Indice composé S&P/TSX	100	118	107	115	130	144	132	160	175	159

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2009 à la valeur du placement aujourd'hui, en supposant le réinvestissement de tous les dividendes.

Source : FactSet

Variation du cours et valeur marchande par rapport à la valeur comptable sur dix ans

Exercices clos les 31 décembre (\$ par action)

	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Valeur marchande	23,48	21,15	21,02	15,12	13,48	10,52	4,91	7,43	7,45	5,59
Valeur comptable	13,41	12,85	12,08	8,78	7,92	8,52	8,52	8,92	8,28	7,17

Les montants indiqués ou inclus dans les calculs avant 2010 représentent les chiffres selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et ils n'ont pas été retraités selon les Normes internationales d'information financière (IFRS).

Sources : FactSet et TransAlta

Variation mensuelle du volume et du cours

2018

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Volume (en millions)	9	10	18	8	10	8	17	18	10	11	8	16
Cours de clôture à la TSX (\$ par action)	6,80	7,16	6,98	6,76	6,67	6,60	7,41	7,67	7,27	6,95	7,12	5,59

Source : FactSet

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires

(%)

	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18
RCP	6,9	9,6	10,6	(25,9)	(3,2)	6,3	(1,2)	5,4	(10,0)	(15,5)

Source : TransAlta

Renseignements sur la Société

Gouvernance d'entreprise : Différences au titre des informations à fournir – Bourse de New York

Les lignes directrices en matière de gouvernance d'entreprise, la charte du conseil, les chartes des comités, les descriptions de poste pour le président du conseil, les présidents des comités, la présidente et chef de la direction, et les codes de conduite et d'éthique de TransAlta peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. Un résumé des principales différences entre les pratiques de gouvernance d'entreprise de TransAlta et celles requises pour les sociétés américaines selon les normes d'inscription à la Bourse de New York peut également être consulté sur notre site Web. À l'heure actuelle, il n'y a aucune différence entre nos pratiques de gouvernance d'entreprise et celles dont l'application est exigée par la Bourse de New York.

Ligne d'aide en matière d'éthique

Le conseil d'administration a mis en place pour les employés sous-traitants, entrepreneurs, actionnaires et autres parties intéressées un portail Internet, une adresse courriel et un numéro de téléphone sans frais permettant de signaler de façon anonyme et confidentielle des irrégularités comptables, des manquements à l'éthique ou toute autre question qu'ils souhaitent porter à l'attention du conseil.

Le numéro de la ligne d'aide en matière d'éthique est le **1.855.374.3801** (États-Unis/Canada) et le **1.800.339276** (Australie)
Portail Internet : transalta.ethicspoint.com
Courriel : TA_ethics_helpline@transalta.com

Toute communication au conseil d'administration peut également être transmise à l'adresse suivante : corporate_secretary@transalta.com

Membres de la haute direction de TransAlta

Dawn L. Farrell

Présidente et chef de la direction

Christophe Dehout

Chef de la direction des finances

Jane N. Fedoretz

Chef de la direction du talent et de la transformation

Brett M. Gellner

Chef de la stratégie et des investissements

John H. Kousinioris

Chef de la croissance et président de TransAlta Renewables Inc.

Dawn E. de Lima

Chef des services d'affaires et d'exploitation

Kerry O'Reilly

Chef des services juridiques et chef de la conformité

Wayne A. Collins

Vice-président à la direction, Exploitation minière et charbon

Jennifer M. Pierce

Première vice-présidente, Développement commercial

Aron J. Willis

Premier vice-président, Commercialisation et opérations des gaz et énergies renouvelables

Todd J. Stack

Directeur général, contrôleur de la Société

Brent Ward

Directeur général, trésorerie

Scott T. Jeffers

Directeur général et secrétaire de la Société

Glossaire des termes clés

Accroissement de la capacité nominale
Accroissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

Capacité

Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Capacité maximale nette

Capacité maximale ou service nominal effectif modifié pour tenir compte des limites ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

Consommation spécifique de chaleur

Mesure de conversion, exprimée en BTU/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ) en Alberta

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Cycle combiné

Technologie de production d'électricité utilisant la chaleur rejetée par une ou plusieurs turbines à gaz (combustion) qui serait autrement perdue. La chaleur rejetée est acheminée vers une chaudière classique ou vers un générateur de vapeur à récupération de chaleur pour être utilisée par une turbine à vapeur dans la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité d'une unité de production.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

Force majeure

Les clauses de force majeure dégagent la responsabilité d'une partie si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie l'empêche de s'acquitter de ses obligations aux termes d'un contrat.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»).

Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Marchand

Terme utilisé pour décrire les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

Marge électricité-combustible

Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Réduction de la capacité nominale

Diminution de la capacité électrique nominale d'une centrale ou d'une unité.

Révision générale

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Turbine

Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

Valeur à risque (VaR)

Mesure visant à gérer l'exposition au risque de marché au titre des activités de gestion des risques liés aux produits de base.

Par respect pour l'environnement, veuillez communiquer avec votre institution financière si vous recevez en double des exemplaires du présent rapport annuel par la poste. Le logo TransAlta et le mot-symbole TransAlta sont des marques de commerce de TransAlta Corporation.

Le présent rapport a été imprimé au Canada. Le papier, les papeteries et l'imprimeur ont tous obtenu une certification du Forest Stewardship Council, organisme international dont l'objectif est de promouvoir une gestion écologique et socialement responsable des forêts du monde.

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue SW
Box 1900, Station "M"
Calgary, Alberta
Canada T2P 2M1

403.267.7110

www.transalta.com