

Électricité

Abordable

Fiable

Propre

Stable

Message aux actionnaires	1
Message du président du conseil	4
Rapport de gestion	M1
États financiers consolidés	F1
Notes des états financiers consolidés	F12
Résumé des données financières et statistiques sur onze ans	224
Tableau récapitulatif des centrales	226
Indicateurs de performance du développement durable	227
Déclaration d'assurance indépendante relative au développement durable	230
Information pour les actionnaires	232
Faits saillants pour les actionnaires	234
Renseignements sur la Société	235
Glossaire des termes clés	236

Message aux actionnaires

Chers actionnaires,

TransAlta produit l'énergie dont nos clients ont besoin. Au cours des 100 dernières années, notre production d'électricité a toujours été fiable. Aujourd'hui, la demande d'énergie fiable et à faible coût est plus grande que jamais. Cette énergie doit être propre et disponible instantanément et en tout temps.

Les sources d'énergie renouvelable ne peuvent à elles seules donner cette garantie. La composition des actifs de TransAlta le peut. TransAlta possède les actifs, l'expertise et la plateforme de croissance qui combinent hydroélectricité, énergie éolienne, gaz et énergie solaire pour répondre à la demande d'énergie propre sans compromettre la fiabilité.

D'ici 2025, nous produirons uniquement de l'énergie propre et nous serons un fournisseur d'énergie de choix.

Pour y parvenir, nous accélérons la conversion de nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz naturel, en renforçant notre bilan et en allant de l'avant avec nos projets de croissance. En combinant gaz naturel et énergie renouvelable, nous offrirons au marché la fiabilité qu'il exige. Comme en fait foi ce message, nous avons déjà réalisé des avancées considérables, et nous sommes en bonne voie de devenir le chef de file de l'énergie propre de l'avenir.

De 2015 à 2017 : établir un cadre pour garantir le succès

Au cours de seulement deux années, nous avons éliminé l'incertitude entourant l'avenir de TransAlta dans un environnement d'énergie propre et établi le cadre d'une exploitation efficace.

Nous avons maximisé la valeur de nos centrales alimentées au charbon existantes en prolongeant leur durée de vie d'un total de 75 ans et en nous assurant d'obtenir des flux de trésorerie additionnels de 1 milliard de dollars et des paiements annuels en vertu de l'entente d'élimination du charbon de 37 millions de dollars de la province d'Alberta.

Nous avons négocié un maximum de crédits pour nos actifs de production à partir d'énergies renouvelables aux termes du régime de crédits carbone. Au fil du temps, la valeur générée annuellement par nos centrales éoliennes et hydroélectriques en Alberta devrait donc se situer entre 30 et 50 millions de dollars.

Nous avons appuyé le développement d'un marché de capacité en Alberta, et nos centrales converties au gaz devraient nous permettre de répondre à la demande de nos clients.

Nous avons renforcé notre bilan en réduisant de 500 millions de dollars notre dette nette, en améliorant notre souplesse financière et en conservant notre note de crédit de première qualité.

Ces réalisations importantes des deux dernières années nous procurent la confiance et la détermination dont nous avons besoin pour mettre en œuvre les plans éclairés qui nous propulseront dans un avenir d'électricité entièrement propre. Notre rendement financier de 2017 témoigne également de la solidité des données fondamentales sous-jacentes de



Tout ce que nous faisons en 2018 et ferons par la suite nous rapproche de notre objectif de produire uniquement de l'électricité propre d'ici 2025.

notre entreprise. Sur le plan du rendement global, en 2017, nous avons généré plus de flux de trésorerie que jamais, soit 328 millions de dollars, et nous sommes convaincus que la mise en œuvre de notre initiative stratégique visant à améliorer l'efficacité et notre décision de faire la transition à des centrales alimentées au gaz nous procureront les flux de trésorerie futurs dont nous avons besoin.

De 2018 à 2020 : devenir un fournisseur d'énergie de choix

Les clients veulent avoir accès à une source d'énergie qui leur permet d'être concurrentiels, de se préoccuper de l'environnement, de se tourner vers l'avenir et d'être fiers de l'entreprise qui leur fournit de l'énergie. Nous pouvons leur offrir. Pour ce faire, nous devons renforcer notre bilan pour conserver notre note de crédit de première qualité — la garantie que les clients industriels et commerciaux importants exigent pour faire affaire avec nous.

Notre programme de remboursement de la dette tire à sa fin. Entre 2018 et 2020, nous réduirons le montant de nos titres d'emprunt de premier rang pour le ramener à 1,1 milliard de dollars, et nos titres de créance amortissables de 1,0 milliard de dollars sont garantis par notre portefeuille faisant l'objet de contrats. Selon nous, ce levier financier est approprié pour nos centrales alimentées au charbon et nos centrales hydroélectriques en Alberta. D'ici 2020, le ratio des fonds provenant de l'exploitation sur la dette et notre bilan nous permettront d'affronter toutes les tempêtes. Ce qui veut dire que, à compter d'aujourd'hui, nous pouvons commencer à répartir le capital en mettant l'accent sur le rendement pour les actionnaires et sur les nouvelles avenues de croissance. Ce que veulent les clients, c'est un bilan fort — un avantage concurrentiel important pour notre entreprise.

Nous nous dotons d'outils améliorés pour nous recentrer sur les clients et permettre à nos employés de faire leur travail! Notre initiative interne visant à accroître l'efficacité, le projet Greenlight, génère une valeur au comptant de millions de dollars grâce à des processus plus efficaces qui nous

prépareront à servir plus de clients et à mieux les servir. Nous ressentons déjà les bienfaits de la rationalisation de nos activités et de leur efficacité accrue et disposons d'une importante marge de manœuvre pour générer des économies récurrentes supplémentaires. Ce qui me plaît dans le projet Greenlight, c'est que, grâce à lui, nos employés à tous les échelons ont entrepris plus de 900 initiatives qui améliorent chaque aspect de la Société, et ils en sont récompensés. C'est le nouvel outil de l'avenir qui métamorphose notre culture.

2025 : produire uniquement de l'électricité propre

Tout ce que nous faisons en 2018 et ferons par la suite nous rapproche de notre objectif de produire uniquement de l'électricité propre d'ici 2025. Cet objectif commun motive nos équipes et les garde concentrées. Nous allons de l'avant avec nos plans de conversion du charbon au gaz. Nous continuerons de gérer stratégiquement notre souplesse opérationnelle pour nous assurer de répartir efficacement le capital et l'approvisionnement en énergie en fonction de la demande du marché.

À la fin de 2017, nous avons dû prendre une mesure inhabituelle de consolidation de nos activités à la centrale de Sundance pour accroître l'efficacité en réduisant les émissions découlant de la combustion du charbon et les émissions de gaz à effet de serre. Compte tenu de la nouvelle tarification du carbone en Alberta, nous n'avons d'autre choix que d'optimiser nos activités en prenant en compte les coûts liés au carbone.

Dans le nouveau marché de capacité, nous aurons la possibilité de remettre en service cinq unités de la centrale de Sundance au moment de leur conversion au gaz. Les unités de nos centrales de Sundance et de Keephills constituent une part importante de notre objectif de produire de l'électricité propre d'ici 2025. En l'absence de vent, d'eau ou de soleil, ces centrales répondront aux besoins de nos clients en Alberta.



Nous entrevoyons clairement le rôle crucial que jouent les énergies renouvelables dans la réalisation de notre objectif de produire de l'électricité plus propre d'ici 2025.

Pour faire face aux pressions de la concurrence en Alberta, nous nous sommes fixé comme objectif de convertir toutes nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz d'ici 2022. Pour réussir, nous avons conclu un contrat de transport par gazoduc, lequel fera le lien entre nos centrales et les sources d'approvisionnement en gaz. Ainsi, nous pouvons commencer à mélanger la production à partir du gaz à celle à partir du charbon pour réduire les coûts, les émissions et la taxe carbone et entreprendre les travaux essentiels de conversion du charbon au gaz un an plus tôt que prévu.

Nous entrevoyons clairement le rôle crucial que jouent les énergies renouvelables dans la réalisation de notre objectif de produire de l'électricité plus propre d'ici 2025. C'est pourquoi nous continuons d'investir dans l'évaluation exploratoire de notre plan d'expansion de la capacité de stockage de la centrale hydroélectrique à réserve pompée de la rivière Brazeau, laquelle répondra à la demande d'une production fiable, solide et à faible coût d'électricité propre. La réalisation d'un projet comme celui de la centrale de la rivière Brazeau exige un contexte politique qui appuie la vision que l'électricité propre sans émissions de carbone dominera au Canada. Nous prévoyons que les grandes centrales hydroélectriques seront de nouveau des joueurs clés du réseau en Alberta. En faisant la promotion de projets comme celui de la rivière Brazeau, nous garantissons à l'Alberta un avenir dans lequel la production d'électricité **propre** est peu coûteuse, stable et fiable.

Répartition du capital

Nous sommes persuadés que nos activités existantes pourront générer des flux de trésorerie disponibles de 1,2 milliard de dollars entre 2018 et 2010, dont 1 milliard de dollars proviendront des activités courantes et 200 millions

de dollars de la résiliation des CAÉ des unités de la centrale de Sundance. Ces flux de trésorerie appuient notre plan financier et nous placent en bonne position pour prendre des décisions solides en matière de répartition du capital à plus long terme, y compris le rachat d'actions dont il est fait mention dans le message aux actionnaires du président du conseil, Gordon Giffin.

Aujourd'hui, TransAlta se concentre sur la conversion de ses centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et sur la maximisation de la valeur de ses centrales hydroélectriques. La priorité de TransAlta Renewables est d'accroître les flux de trésorerie contractuels provenant des centrales éoliennes, solaires et hydroélectriques et des activités de stockage pour les clients de l'Alberta et d'ailleurs. La bonne nouvelle est que nous entrons dans une ère où TransAlta peut compter sur des flux de trésorerie provenant de ses actifs en Alberta et de ses centrales alimentées aux énergies renouvelables faisant l'objet de contrats et planifier soigneusement la répartition de son capital.

Au nom des membres de notre équipe de direction, je vous suis très reconnaissante de votre soutien, et je remercie tous nos employés pour les efforts qu'ils déploient au quotidien pour servir nos clients et bâtir notre entreprise.

Dawn L. Farrell

Présidente et chef de la direction

Le 1^{er} mars 2018

Message du président du conseil

Du point de vue des membres du conseil, un mot à lui seul peut caractériser l'exercice 2017 : progrès. Des progrès stratégiques et continus.

Je veux d'abord vous assurer que les membres du conseil ont compris le message que nos actionnaires nous ont envoyé dans le cadre du vote consultatif sur la rémunération du printemps dernier. Le conseil et la direction appuient fermement une philosophie en matière de rémunération articulée autour du principe de rémunération au rendement. Nous avons mis en œuvre un programme de sensibilisation exhaustif en entretenant un dialogue constant avec les actionnaires, de manière à connaître leur opinion. Nous avons également amélioré notre stratégie à l'égard de la rémunération des membres de la haute direction, qui est décrite plus en détail à la rubrique «Analyse de la rémunération».

À l'image de la tortue, lentement mais sûrement, les employés de TransAlta à l'échelle de la Société ont réalisé d'immenses progrès au chapitre de l'amélioration de la Société et de notre positionnement en vue de réussir dans le secteur de l'électricité en évolution de l'avenir.

Au début de 2017, TransAlta a énoncé sa mission stratégique, soit de devenir le chef de file de la production d'électricité propre au Canada et de créer, par conséquent, de la valeur pour ses actionnaires, ses clients, ses employés et d'autres parties prenantes au cours des décennies à venir. Nos nombreuses réalisations de 2017 ont appuyé cette vision, notamment l'accroissement de l'efficacité et de l'innovation, la réduction de la dette et un plan de conversion accélérée de nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz. Ces réalisations sont précisées dans le message de la présidente et chef de la direction, Dawn Farrell.

Grâce au rendement meilleur que prévu et des perspectives solides de notre entreprise, nous sommes convaincus que nous pourrions mettre en œuvre notre plan pour 2018 à 2020 et avons décidé d'affecter une partie de notre capital au rachat de nos actions qui semblent sous-évaluées. En 2019,

lorsque notre entreprise continuera d'être prospère, notre programme de désendettement aura pris fin et nous entamerons des discussions plus importantes sur la répartition du capital.

Bien que les marchés organisés n'aient pas encore constaté les progrès réalisés par TransAlta, le conseil est d'avis que le rendement financier de la Société s'est amélioré et qu'elle s'est dotée d'une stratégie solide. Le marché ne pourra que saluer les décisions que nous avons prises.

Comme toujours, le conseil et la direction sont tournés vers l'avenir. De nouvelles possibilités se présentent à nous, notamment la transition à un marché de capacité et le contexte très concurrentiel dans lequel nous produirons les énergies renouvelables de la prochaine génération. TransAlta est prête. Le conseil tient à exprimer sa confiance inébranlable dans les membres de l'équipe de direction de TransAlta et dans leur vision. Nous leur sommes reconnaissants de leur détermination et de leur fermeté.

En bref, les membres du conseil et l'équipe d'employés dévoués de TransAlta ont continué de mettre en œuvre avec diligence et rigueur des mesures et des politiques qui font de TransAlta le chef de file de la production d'électricité propre, une société qui crée constamment de la valeur pour les actionnaires. C'est un marathon, non un sprint, et le conseil est persuadé que la direction ne quitte pas des yeux la ligne d'arrivée, comme la tortue qui suit inexorablement sa route pour la franchir.



Gordon D. Giffin, ambassadeur

Président du conseil d'administration

Le 1^{er} mars 2018

Rapport de gestion

Table des matières

Énoncés prospectifs	M2	Modifications comptables	M53
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	M4	Forces concurrentielles	M56
Modèle d'affaires	M4	Capital de TransAlta	M59
Faits saillants	M6	Performance en matière de développement durable de 2017	M93
Analyse des résultats financiers consolidés	M9	Objectifs de performance en matière de développement durable de 2018	M95
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	M26	Gouvernance et gestion du risque	M97
Situation financière	M32	Quatrième trimestre	M111
Flux de trésorerie	M33	Analyse des résultats financiers consolidés	M113
Instruments financiers	M34	Principales informations trimestrielles	M116
Perspectives financières pour 2018	M37	Contrôles et procédures de communication de l'information	M118
Autre analyse consolidée	M40		
Méthodes et estimations comptables critiques	M45		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2017 et notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. 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 2017. 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 1^{er} mars 2018. 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 figurant sur notre site Web ou sur nos réseaux sociaux, ou liée à ceux-ci, n'est pas intégrée par renvoi aux présentes.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs sont présentés à des fins d'information générale seulement et non comme un conseil de placement spécifique. 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», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à notre modèle d'affaires et à notre rendement financier futur attendu; la réussite de la mise en œuvre de nos projets de croissance; le calendrier des travaux de construction et la mise en service de projets en cours, y compris le projet de réserve pompée sur la rivière Brazeau, le projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills, le projet de parc éolien de Antelope Coulee, le projet de parc éolien de Garden Plain et la conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en unités alimentées au gaz naturel, ainsi que le calendrier, les coûts connexes et les sources de financement pour ces conversions; les avantages à tirer de la conversion au gaz naturel des installations alimentées au charbon, notamment la réduction des émissions; la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités des unités 2 à 5 de la centrale de Sundance; l'indemnité attendue du Balancing Pool et les dépenses d'investissement de maintien prévues en lien avec la résiliation des contrats d'achat d'électricité en Alberta; les dépenses engagées dans des projets de croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; les coûts de démantèlement prévus; la rubrique intitulée «Perspectives financières pour 2018»; la capacité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de se qualifier en vue de l'enchère de capacité de 2019; les contraintes liées à l'approvisionnement en charbon pour nos installations en Alberta et leur incidence sur nos coûts d'extraction minière et la production d'électricité aux unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et aux unités 1 à 3 de la centrale de Keephills; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie présentés futurs, y compris les reprises futures de profits ou pertes latents; le ratio de distribution; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et aux activités contractuelles (y compris les estimations du résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA»), des fonds provenant des activités d'exploitation, des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 2018 et des dépenses d'investissement de maintien; les attentes à l'égard des ratios financiers et des cibles financières et du calendrier associé à l'atteinte de ces cibles (y compris le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés, le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison); la disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon au Canada; l'incidence financière anticipée à obtenir de l'exploitation commerciale de la centrale de South Hedland; notre capacité de démontrer que les conditions d'exploitation commerciale de la centrale de South Hedland prévues au contrat avec Fortescue Metals Group Limited («FMG») ont été respectées; les plans et stratégies de la Société relativement au repositionnement de sa structure de capital et au renforcement de son bilan et les réductions de la dette prévues; les modalités de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») anticipée, notamment le calendrier, le nombre d'actions qui seront rachetées dans le cadre de l'OPRA et l'approbation de l'OPRA par la Bourse de Toronto; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, y compris l'établissement d'une tarification du carbone par le gouvernement fédéral, le virage prévu du gouvernement de l'Alberta vers un marché de capacité, des enchères portant sur les énergies renouvelables 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; les résultats attendus de l'entente d'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta ainsi que son

incidence sur nos activités et notre rendement financier; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; les prix de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le nord-ouest Pacifique; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; l'incidence financière prévue de la hausse de la tarification de la pollution par le carbone, y compris au titre du règlement *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* («CCIR») en Alberta; les attentes à l'égard des initiatives environnementales, notamment la réduction de nos émissions, de nos incidents environnementaux, et de notre utilisation d'énergie, par exemple la réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») de 60 %, ou 12 millions de tonnes d'éq. CO₂; la réduction des émissions de dioxyde d'azote de 50 %; nos stratégies commerciales 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; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; nos attentes 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 de taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain, au dollar australien et à d'autres monnaies étrangères dans lesquelles nous exerçons nos activités; notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale et à une surveillance accrue par les investisseurs de notre performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; les économies prévues et les délais de récupération suivant la mise en œuvre du projet Greenlight et d'initiatives de productivité, y compris la conversion de certains coûts liés à la transformation de notre entreprise en d'importantes économies à long terme; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); les attentes concernant la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; le refinancement de nos titres arrivant bientôt à échéance au cours des deux prochains exercices; les attentes quant à notre stratégie de désendettement; les attentes quant à nos initiatives liées à nos collectivités; les incidences de futures normes IFRS et le calendrier de mise en œuvre de ces normes; et les modifications apportées aux nouvelles normes par les normalisateurs ou leur interprétation de ces normes avant leur première application.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte notamment les risques concernant : la fluctuation des cours de marché et notre capacité à conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences de plus en plus strictes en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; la capacité de la Société à être concurrentielle sur le marché de capacité de l'Alberta; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les variations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées; une croissance accélérée par des acquisitions ou de nouveaux projets d'aménagement; des conditions d'exploitation imprévues; les interruptions au titre du transport et de la distribution de l'électricité; les effets des conditions météorologiques, les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en énergie solaire ou éolienne nécessaire pour exploiter nos installations; les catastrophes naturelles ou d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme et les cyberattaques et notre capacité à gérer ces attaques; les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de façon économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; les risques et la concurrence dans le secteur; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et la capacité d'avoir accès à du financement à un coût raisonnable et selon des modalités raisonnables; notre capacité de financer nos projets de croissance; notre capacité de maintenir nos notes de crédit de première qualité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; notre capacité de recouvrer nos pertes au moyen de notre couverture d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; l'issue des instances judiciaires, réglementaires et contractuelles impliquant la Société, y compris avec FMG concernant South Hedland; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions, y compris les retards ou les variations des coûts de construction et de mise en service du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills; et la mise à jour ou l'adoption de cadres réglementaires et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités et des

initiatives de croissance existantes et proposées, y compris en ce qui a trait à la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

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 2018.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. 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, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, 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 2017, 2016 et 2015. 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 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 fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie provenant des activités présentés dans le présent rapport de gestion sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» ainsi que l'analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

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 107 ans d'expérience en exploitation. Au 1^{er} mars 2018, nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement, et représentant plus de 8 400 mégawatts («MW»)¹ de capacité de production brute et recourons à un large éventail de combustibles, dont le charbon, le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Notre équipe de commercialisation de l'énergie ajoute de la valeur en optimisant les actifs au gré de l'évolution des conditions du marché et en offrant des produits à nos clients.

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

Vision et valeurs

Notre vision est de fournir de l'électricité propre et fiable à faible coût à nos clients et marchés. 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.

Stratégie pour la création de valeur

Nous créons 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. Au cours des 12 prochains mois, nous continuerons de diminuer notre dette et de veiller à notre souplesse financière, alors que nous opérerons la transition des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et que nous entrerons dans un marché de capacité en Alberta. Maintenant que nous avons amélioré nos flux de trésorerie, nous pouvons allouer du capital à la croissance, aux dividendes et au rachat d'actions.

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. Notre 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	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires	2 307	2 397	2 267
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117	(24)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	626	744	432
BAlIA aux fins de comparaison ^{1,2}	1 062	1 144	867
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	804	734	699
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	328	257	239
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,66)	0,41	(0,09)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,2}	2,79	2,55	2,50
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,2}	1,14	0,89	0,85
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,12	0,20	0,72
Aux 31 décembre	2017	2016	2015
Total de l'actif	10 304	10 996	10 947
Total de la dette nette consolidée ³	3 363	3 893	4 251
Total des passifs non courants	4 311	5 116	5 704

L'exercice 2017 a été couronné de succès pour TransAlta. Les flux de trésorerie disponibles ont totalisé 328 millions de dollars, en hausse de 72 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 804 millions de dollars pour 2017, comparativement à 734 millions de dollars pour 2016. Cette hausse de 70 millions de dollars s'explique par l'amélioration du rendement de la plupart de nos activités d'un exercice à l'autre.

À la clôture de l'exercice, le total de notre dette nette était d'environ 3,4 milliards de dollars, une baisse de plus de 500 millions de dollars par rapport à l'ouverture de l'exercice qui s'explique par le remboursement prévu d'un billet de premier rang de 400 millions de dollars américains à même les liquidités existantes. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAlIA aux fins de comparaison se sont considérablement améliorés, pour atteindre respectivement 20,4 % et 3,6 fois. Les liquidités disponibles à la fin de l'exercice sont demeurées stables par rapport à l'exercice précédent en raison du paiement reçu en novembre de FMG à la vente de la centrale de Solomon.

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'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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 Au quatrième trimestre de 2017, nous avons revu notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver aux fonds provenant des activités d'exploitation, essentiellement pour mieux présenter les fonds provenant des activités d'exploitation comme une mesure de la trésorerie. Auparavant, les fonds provenant des activités d'exploitation étaient ajustés pour inclure, exclure ou modifier l'incidence du facteur temps sur la trésorerie des ajustements apportés pour arriver au BAlIA aux fins de comparaison. Le BAlIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles pour 2016 et 2015 ont été retraités en conséquence.

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 de la dette nette.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2017 s'est élevée à 190 millions de dollars (perte nette de 0,66 \$ par action), comparativement à un résultat net de 117 millions de dollars (résultat net de 0,41 \$ par action) en 2016, soit une baisse du résultat net de plus de 300 millions de dollars. Le résultat net 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. La hausse de la charge d'amortissement de 34 millions de dollars d'un exercice à l'autre est attribuable surtout à un raccourcissement de la durée d'utilité de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee, ainsi qu'à la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet. Le résultat net en 2016 avait profité de l'incidence positive de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga de 48 millions de dollars (déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat connexe et de la participation ne donnant pas le contrôle) et de la reprise de la provision au titre de l'unité 1 de la centrale de Keephills de 94 millions de dollars avant impôts, dont une tranche de 80 millions de dollars a eu un effet sur le BAIIA aux fins de comparaison.

Flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités¹

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Flux de trésorerie sectoriels			
Charbon au Canada	175	198	177
Charbon aux États-Unis	33	21	41
Gaz au Canada	221	235	194
Gaz en Australie	127	99	114
Énergie éolienne et énergie solaire	201	180	163
Hydroélectricité	61	53	38
Entrées de trésorerie liées à la production	818	786	727
Commercialisation de l'énergie	39	25	17
Siège social	(108)	(95)	(102)
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison	749	716	642

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 annuels disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser les distributions à nos partenaires sans contrôle et les dividendes aux porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires. Les flux de trésorerie provenant des activités se sont élevés à 749 millions de dollars en 2017, en hausse de 33 millions de dollars par rapport à 2016 et de 74 millions de dollars par rapport à 2015, dans un environnement de faibles prix dans la plupart des marchés nord-américains. Ce résultat s'explique par une approche prudente d'impartition, un contrôle des coûts discipliné et la gestion des dépenses d'investissement.

¹ Cet élément n'est pas défini 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 «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements à des mesures établies selon les IFRS.

Événements importants

Nos objectifs stratégiques demeurent de renforcer notre bilan, d'améliorer le rendement de l'exploitation et de poursuivre notre transition vers la production d'énergie propre. Nous avons fait du progrès au cours de l'exercice :

- Le 1^{er} mars 2018, nous avons annoncé notre intention de demander l'approbation de la Bourse de Toronto pour une OPRA dans le cours normal des activités. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- En avril 2017, nous avons annoncé notre plan de transition vers la production à partir du gaz et de sources d'énergie renouvelable avec la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à la fin de 2017, ainsi que la conversion en centrales alimentées au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills entre 2021 et 2022. Après l'annonce en septembre 2017 par le Balancing Pool de la résiliation des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») des unités B et C de la centrale de Sundance, nous avons annoncé l'accélération de la conversion en centrales alimentées au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, alimentées au charbon, pour qu'elle ait lieu de 2021 à 2022, soit un an plus tôt que ce qui était prévu au départ. En raison de la résiliation de ces contrats, nous avons décidé de mettre à l'arrêt des unités additionnelles à compter d'avril 2018. Les centrales alimentées au charbon que nous exploitons, une fois converties en centrales alimentées au gaz, devraient fonctionner jusqu'à la période allant de 2031-2039, ce qui prolonge considérablement leur durée d'utilité. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Au cours du quatrième trimestre, nous avons conclu une lettre d'intention visant la construction d'un gazoduc de 120 kilomètres jusqu'aux unités de production de Sundance et de Keephills, qui facilitera la conversion au gaz naturel des unités alimentées au charbon. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Au troisième trimestre, nous avons atteint les critères de l'exploitation commerciale de la centrale de South Hedland. Au quatrième trimestre, nous avons reçu un avis officiel de résiliation du CAÉ de South Hedland d'une filiale de Fortescue Metals Group Limited («FMG»), au motif que nous n'en avons pas encore atteint les critères d'exploitation commerciale. Nous demeurons persuadés que toutes les conditions prévues par les CAÉ visant l'atteinte des critères d'exploitation commerciale, y compris les conditions de rendement, ont été respectées. La centrale devrait générer un BAIIA aux fins de comparaison annuel d'environ 80 millions de dollars. TransAlta Renewables a converti les actions de catégorie B que nous détenions en actions ordinaires, en plus d'augmenter son dividende mensuel d'environ 7 %. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- En novembre, FMG a racheté la centrale de Solomon. Nous avons reçu un montant d'environ 325 millions de dollars américains. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Au deuxième trimestre, nous avons conclu un contrat à long terme portant sur le projet d'expansion de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW situé au Nouveau-Brunswick, dont le début des travaux de construction est prévu pour le printemps 2018.
- En mai, nous avons remboursé 400 millions de dollars américains sur des dettes de premier rang au moyen de liquidités existantes.
- Au troisième trimestre, la filiale en propriété majoritaire indirecte de TransAlta Renewables, Kent Hills Wind LP, a conclu le financement d'un projet de 260 millions de dollars. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux annuel de 4,454 %, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Le produit du financement a servi au remboursement anticipé de la dette venant à échéance et servira au financement du projet d'expansion. Au début de 2018, nous avons annoncé notre intention de rembourser par anticipation 500 millions de dollars américains sur des billets de premier rang. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
- Au troisième trimestre, TransAlta Renewables a conclu un contrat de crédit consorsial lui donnant directement accès à 500 millions de dollars d'emprunts. Nous avons réduit notre facilité de crédit consorsiale du même montant. Notre liquidité consolidée demeure inchangée. Les deux facilités arrivent à échéance en 2021.

- En mars 2017, nous avons conclu la vente de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills pour environ 61 millions de dollars. La vente a réduit notre exposition au risque commercial en Alberta, et le produit a servi à régler la dette.
- Au cours du deuxième trimestre, nous avons réglé le litige visant la clause d'indexation du contrat avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIEO»). Le règlement comprenait le versement, par la SFIEO, d'un montant de 34 millions de dollars à TransAlta.

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis 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 :

- i) Certains de nos actifs canadiens et australiens 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.
- ii) 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.
- iii) 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 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 recevons 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 comptabilisons 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.
- iv) Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland, 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	2017¹	2016¹	2015¹
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	42	107	94
Dividendes sur actions privilégiées	30	52	46
Résultat net	(118)	276	116
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>			
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105
Profit à la vente d'actifs et autres	(2)	(4)	(262)
Perte (profit) de change	1	5	(4)
Charge d'intérêts nette	247	229	251
Amortissement	635	601	545
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	57	23
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	75	65	62
Produit d'intérêts australien	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	60
Incidences de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga ²	77	(177)	-
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	20	28	(2)
Tranche non comparable des recouvrements d'assurance reçus	-	-	(18)
Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite des recouvrements d'assurance	-	-	(9)
BAIIA aux fins de comparaison	1 062	1 144	867

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 82 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, par rapport à 2016. Les résultats de 2016 ont profité de la reprise de provision comptable sans effet de trésorerie de 80 millions de dollars liée à l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2013.

1 Au quatrième trimestre de 2017, nous avons révisé notre façon de rapprocher le BAIIA aux fins de comparaison du résultat net. En conséquence, les résultats des exercices antérieurs ont été retraités.

2 Les incidences de la reconduction 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 de la reconduction 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).

Le BAIIA aux fins de comparaison de nos secteurs Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie et Énergie éolienne et énergie solaire ont tous augmenté d'un exercice à l'autre, et ces augmentations représentent collectivement une hausse de 95 millions de dollars du BAIIA aux fins de comparaison. Dans le secteur Charbon aux États-Unis, la baisse des coûts de transport du charbon et la réévaluation favorable à la valeur de marché des couvertures économiques qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont contribué à l'augmentation du résultat. Le secteur Gaz au Canada a profité du règlement du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la SFIEO relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor, qui a totalisé 34 millions de dollars, et de l'incidence positive de la fermeture anticipée de notre centrale alimentée au gaz de Mississauga, en Ontario. L'amélioration des résultats du secteur Gaz en Australie est surtout attribuable à la mise en service de notre centrale de South Hedland au troisième trimestre. La hausse des volumes, la baisse du coût des ventes sur les certificats d'énergie renouvelable et la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été les principaux facteurs de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison pour notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Charbon au Canada a reculé de 149 millions de dollars par rapport à celui de 2016. Le BAIIA aux fins de comparaison de 2016 a profité de la reprise de la provision comptable sans effet de trésorerie de 80 millions de dollars. En 2017, nous avons comptabilisé un montant de 40 millions de dollars au titre de paiements effectués en vertu de l'entente d'élimination du charbon, plus que contrebalancé par la baisse des prix découlant du roulement des couvertures à prix plus élevés, l'augmentation des coûts du charbon causée par une hausse du coefficient de recouvrement et une baisse de la disponibilité de l'équipement à notre mine, et une hausse des coûts de conformité environnementale. Le BAIIA dans le Secteur Commercialisation de l'énergie a diminué de 7 millions de dollars en 2017 par rapport à celui de 2016. Les résultats ont été touchés par des conditions climatiques inhabituelles dans les régions du nord-ouest Pacifique et du nord-est au premier trimestre de 2017, mais ils se sont constamment améliorés au cours des trimestres subséquents.

Nos résultats globaux en 2017 comprennent aussi des coûts d'environ 29 millions de dollars liés au projet Greenlight, notre initiative de transformation. Nous estimons que les initiatives du projet Greenlight ont généré des économies de l'ordre de 35 millions de dollars à 45 millions de dollars en ce qui concerne les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et les coûts du combustible ou les gains d'efficacité.

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	2017¹	2016¹	2015¹
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	626	744	432
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	114	(73)	242
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	740	671	674
Ajustement			
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	57	23
Divers	5	6	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	804	734	699
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(235)	(272)	(305)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(24)	(8)	(6)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(42)	(46)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(172)	(151)	(99)
Divers	(5)	(4)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	328	257	239
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	288	288	280
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	2,79	2,55	2,50
Flux de trésorerie disponibles par action¹	1,14	0,89	0,85

La hausse des flux de trésorerie disponibles est attribuable à l'augmentation d'une année à l'autre des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 69 millions de dollars et à une baisse des dépenses d'investissement de maintien. Cette variation a été partiellement contrebalancée par une hausse des distributions à nos partenaires sans contrôle dans les activités de gaz et d'énergies renouvelables et par une augmentation du capital alloué aux dépenses d'investissement liées à la productivité. Les flux de trésorerie disponibles en 2016 et 2015 avaient aussi diminué en raison des paiements liés au règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché («ASM») respectivement de 25 millions de dollars et 31 millions de dollars.

¹ Au premier trimestre de 2017, nous avons commencé à déduire les dépenses d'investissement liées à la productivité des flux de trésorerie disponibles.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles.

Exercices clos les 31 décembre	2017¹	2016¹	2015¹
BAIIA aux fins de comparaison	1 062	1 144	867
Provisions	(7)	(114)	101
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(28)	4	9
Charge d'intérêts	(218)	(229)	(233)
Charge d'impôt exigible	(23)	(23)	(18)
Profit (perte) de change réalisé	15	(5)	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(19)	(23)	(24)
Profit sur les compressions et modifications apportées aux régimes d'avantages du personnel	-	-	(8)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	22	(20)	(4)
Fonds provenant des activités d'exploitation	804	734	699
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(235)	(272)	(305)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(24)	(8)	(6)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(42)	(46)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(172)	(151)	(99)
Divers	(5)	(4)	(4)
Flux de trésorerie disponibles	328	257	239

¹ Au quatrième trimestre de 2017, nous avons éliminé certains ajustements aux fins de comparaison qui reflètent le calendrier des encaissements et des décaissements. En conséquence, les résultats des exercices antérieurs ont été retraités.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Charbon au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Disponibilité (%)	82,0	85,3	84,3
Production visée par des contrats (GWh)	18 683	19 823	20 256
Production marchande (GWh)	3 786	3 787	3 827
Total de la production (GWh)	22 469	23 610	24 083
Capacité installée brute (MW) ¹	3 791	3 791	3 786
Produits des activités ordinaires	999	1 048	912
Combustible et achats d'électricité	510	386	379
Marge brute aux fins de comparaison	489	662	533
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	192	178	194
Provision pour frais de restructuration	-	-	11
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	13	12
Autres résultats d'exploitation, montant net	(40)	(2)	(7)
BAIIA aux fins de comparaison	324	473	323
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	22	33	48
Dépenses d'investissement liées aux mines	28	23	25
Contrats de location-financement	14	13	10
Entretien planifié d'envergure	54	100	107
Total des dépenses d'investissement de maintien	118	169	190
Dépenses d'investissement liées à la productivité	12	1	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	130	170	192
Provisions	5	85	(64)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	3	7	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	11	13	14
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada	175	198	177

2017

La disponibilité en 2017 a reculé par rapport à 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, ce qui a aussi entraîné une baisse de la production de 1 141 gigawattheures («GWh») d'un exercice à l'autre.

1 Les données de 2017 comprennent une capacité de 560 MW pour les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, qui ont été fermées et mises à l'arrêt le 1^{er} janvier 2018.

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 l'exercice considéré comprenaient également la comptabilisation d'un montant de 40 millions de dollars à recevoir aux termes de l'entente d'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.

2016

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a diminué de 473 GWh par rapport à celle de 2015, en raison surtout de la hausse des réductions de production qui sont assorties d'une compensation au premier semestre de l'exercice et d'une augmentation de la répartition économique, dans les deux cas entraînées par la baisse des prix en Alberta. Le tout a été contrebalancé en partie par une baisse du nombre d'interruptions planifiées et de réductions de la capacité nominale. Les interruptions non planifiées ont été comparables à celles de l'exercice précédent.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a progressé de 150 millions de dollars en regard de celui de 2015, surtout en raison de la reprise de la provision de 80 millions de dollars au titre de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2013. L'incidence sur 12 mois de cette provision sur le BAIIA aux fins de comparaison a été de 139 millions de dollars, puisque la provision, qui comprend aussi des coûts de restructuration de 11 millions de dollars, avait entraîné une diminution de 59 millions de dollars au titre du BAIIA aux fins de comparaison de 2015. Le niveau élevé de notre production assujettie à des contrats et notre stratégie de couverture ont plus qu'atténué l'incidence des faibles prix de l'électricité en Alberta. La réduction des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration a eu également une incidence positive sur le BAIIA aux fins de comparaison.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 21 millions de dollars par rapport à celles de 2015, en raison surtout de la baisse des dépenses engagées découlant des interruptions pour des travaux d'entretien réalisés à deux de nos unités en exploitation et du report en 2017 de certains projets discrétionnaires.

Charbon aux États-Unis

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Disponibilité (%)	66,3	88,1	87,4
Disponibilité ajustée (%) ¹	86,2	88,9	89,5
Volume des ventes contractuelles (GWh)	3 609	3 535	2 868
Volume des ventes marchandes (GWh)	5 488	4 896	5 484
Achats d'électricité (GWh)	(3 625)	(3 854)	(3 329)
Total de la production (GWh)	5 472	4 577	5 023
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	437	380	432
Combustible et achats d'électricité	293	281	316
Marge brute aux fins de comparaison	144	99	116
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	51	54	50
Provision pour frais de restructuration	-	-	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	4	3
BAIIA aux fins de comparaison	89	41	62
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	3	3	2
Contrats de location-financement	3	3	3
Entretien planifié d'envergure	29	11	10
Total des dépenses d'investissement de maintien	35	17	15
Dépenses d'investissement liées à la productivité	3	-	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	38	17	15
Provisions	-	7	(7)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	10	(13)	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	8	9	9
Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis	33	21	41

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 de la répartition économique découlant 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 a eu une incidence négligeable 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 la répartition économique découlant de la hausse des prix. 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.

¹ Tient compte d'un ajustement au titre de la répartition économique.

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. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

2016

La production a reculé de 446 GWh en 2016 par rapport à celle de 2015, en raison principalement d'une augmentation de la répartition économique au premier semestre de l'exercice causée par la baisse des prix. Nous avons satisfait à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché au cours de ces périodes.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 19 millions de dollars par rapport à celui de 2015, du fait de la compression des marges découlant des faibles prix et de l'incidence défavorable de la réévaluation à la valeur de marché de certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les frais moins élevés du transport du charbon et une baisse des imputations pour dépréciation d'actifs liés au charbon.

Les dépenses d'investissement de maintien en 2016 ont progressé de 2 millions de dollars par rapport à celles de 2015, du fait surtout de l'augmentation des interruptions planifiées.

Gaz au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Disponibilité (%)	91,6	95,7	95,6
Production visée par des contrats (GWh)	1 504	2 784	3 697
Production marchande (GWh)	244	288	1 535
Total de la production (GWh)	1 748	3 072	5 232
Capacité installée brute (MW) ¹	953	1 057	1 057
Produits des activités ordinaires	430	470	486
Combustible et achats d'électricité	113	171	204
Marge brute aux fins de comparaison	317	299	282
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	53	54	67
Provision pour frais de restructuration	-	-	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	3
BAIIA aux fins de comparaison	263	244	211
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	8	7	4
Entretien planifié d'envergure	22	5	19
Total des dépenses d'investissement de maintien	30	12	23
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	-	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	32	12	23
Provisions	3	(2)	(1)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	7	(2)	(6)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	-	1	1
Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada	221	235	194

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 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. («TA Cogen»).

¹ Les données de 2017 ne tiennent pas compte de la capacité de la centrale de Mississauga qui a été mise à l'arrêt au début de 2017, mais comprennent, pour tous les exercices, 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 Energy («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. La centrale de Poplar Creek a été retirée de nos mesures de disponibilité et de production à compter du 1^{er} septembre 2015.

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.

2016

La production pour l'exercice a diminué de 2 160 GWh en regard de celle de 2015, surtout du fait de la restructuration de notre contrat avec Suncor à la centrale de Poplar Creek au cours du troisième trimestre de 2015 et de l'augmentation de la répartition économique en Ontario entraînée par les prix moins élevés.

Le BAIIA aux fins de comparaison de 2016 a augmenté de 33 millions de dollars par rapport à celui de 2015, en raison de la variation sur 12 mois des profits et pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché de notre position en gaz, des initiatives visant à réduire les coûts et des tarifs favorables en Ontario pour les contrats d'électricité et de gaz. La reconduction du contrat de la centrale de Poplar Creek a réduit notre charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de plus de 9 millions de dollars en 2016 par rapport à celle de 2015.

Les dépenses d'investissement de maintien en 2016 ont reculé de 11 millions de dollars, pour se fixer à 12 millions de dollars. En 2015, nous avons remis en état deux moteurs en Ontario. Les changements apportés aux activités de Poplar Creek ont également eu une incidence à la baisse sur les dépenses d'investissement de maintien d'environ 7 millions de dollars par rapport à 2015.

Gaz en Australie

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Disponibilité (%)	93,4	93,1	92,4
Production visée par des contrats (GWh)	1 803	1 529	1 381
Capacité installée brute (MW) ¹	450	425	348
Produits des activités ordinaires	180	174	163
Combustible et achats d'électricité	12	20	20
Marge brute aux fins de comparaison	168	154	143
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	31	25	21
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	-
BAIIA aux fins de comparaison	137	128	122
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	9	3	4
Entretien planifié d'envergure	1	11	4
Total des dépenses d'investissement de maintien	10	14	8
Divers	-	15	-
Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie	127	99	114

¹ Les données de 2016 et de 2017 comprennent la capacité de production de la centrale de Solomon, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. Le 1^{er} novembre 2017, FMG a racheté la centrale de Solomon. Les données de 2017 comprennent la capacité de la centrale de South Hedland, qui a atteint les critères de l'exploitation commerciale le 28 juillet 2017.

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 le 28 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.

2016

La production pour 2016 s'est accrue de 148 GWh par rapport à celle de 2015, principalement par suite d'une hausse de la charge requise pour servir les clients. En raison de la nature de nos contrats, cette hausse n'a pas eu d'incidence financière importante étant donné que nos contrats sont structurés sous forme de paiements de capacité et renferment des dispositions de transfert au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour 2016 a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celui de 2015, en raison surtout de l'accroissement des paiements de capacité liés au projet de conversion au gaz à la centrale de Solomon réalisés en mai 2016 ainsi que de la croissance liée à la mise en service de notre gazoduc en mars 2015. La variation de la valeur du dollar australien a eu une incidence limitée sur le BAIIA aux fins de comparaison en 2016.

Les dépenses d'investissement de maintien ont progressé de 6 millions de dollars en regard de celles de 2015, du fait principalement de projets d'entretien visant deux moteurs en 2016 contre des projets d'entretien visant un seul moteur en 2015.

Énergie éolienne et énergie solaire

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Disponibilité (%)	95,8	94,9	95,8
Production assujettie à des contrats (GWh)	2 362	2 301	2 146
Production marchande (GWh)	1 098	1 212	1 060
Total de la production (GWh)	3 460	3 513	3 206
Capacité installée brute (MW) ¹	1 363	1 408	1 424
Produits des activités ordinaires	287	272	250
Combustible et achats d'électricité	17	18	19
Marge brute aux fins de comparaison	270	254	231
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	52	48
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	(1)	-
BAIIA aux fins de comparaison	214	195	176
Déduire			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	1	2	1
Entretien planifié d'envergure	10	11	12
Total des dépenses d'investissement de maintien	11	13	13
Dépenses d'investissement liées à la productivité	2	3	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	13	16	13
Provisions	-	(1)	-
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	201	180	163

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 l'an dernier.

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.

2016

La production de 2016 a augmenté de 307 GWh comparativement à celle de 2015, surtout en raison de la contribution pour un exercice complet des actifs acquis au cours du deuxième semestre de 2015, en partie contrebalancée par de plus faibles ressources éoliennes qui ont eu une incidence défavorable sur la production à l'échelle du Canada.

Le BAIIA aux fins de comparaison en 2016 a connu une hausse de 19 millions de dollars par rapport à celui de 2015, du fait principalement de la contribution favorable d'environ 23 millions de dollars des actifs acquis au deuxième semestre de 2015. Le recul des prix marchands en Alberta et la diminution de la production au Canada ont nui au BAIIA.

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. Notre capacité de 2015 comprend les acquisitions réalisées au cours du deuxième semestre de 2015.

Hydroélectricité

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Production visée par à des contrats (GWh)	1 866	1 768	1 662
Production marchande (GWh)	82	88	86
Total de la production (GWh)	1 948	1 856	1 748
Capacité installée brute (MW)	926	926	926
Produits des activités ordinaires	121	126	116
Combustible et achats d'électricité	6	8	8
Marge brute aux fins de comparaison	115	118	108
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	33	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	3
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	(6)
BAIIA aux fins de comparaison	75	82	73
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes, à l'exclusion de la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	8	8	3
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	-	9	18
Entretien planifié d'envergure	5	10	10
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	13	27	31
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	-	2	4
Total des dépenses d'investissement de maintien	13	29	35
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	-	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	14	29	35
Flux de trésorerie du secteur hydroélectricité	61	53	38

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 (avant les recouvrements d'assurance) 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.

2016

La production de 2016 a augmenté de 108 GWh en regard de celle de 2015, en raison surtout de l'amélioration des ressources hydrauliques.

Le BAIIA aux fins de comparaison de 2016 a augmenté de 9 millions de dollars en regard de celui de 2015. La hausse de la production a contribué à l'augmentation des produits. Nos contrats financiers ont compensé en partie la baisse des niveaux de produits tirés du marché secondaire en Alberta. Nous avons également tiré avantage des initiatives de réduction de coûts mises en œuvre à la fin de 2015, et comptabilisé des recouvrements d'assurance pour l'interruption des activités dans les autres résultats d'exploitation, montant net.

Les dépenses d'investissement de maintien (avant les recouvrements d'assurance) de 2016 ont reculé de 6 millions de dollars en regard de celles de 2015, par suite de la baisse des dépenses découlant des projets de prolongation de la durée de centrales hydroélectriques, contrebalancée en partie par la hausse des dépenses d'investissement courantes.

Commercialisation de l'énergie

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	69	76	49
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	24	15
Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché	-	-	56
BAIIA aux fins de comparaison	45	52	(22)
Déduire :			
Provisions	(2)	24	(28)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	8	3	(11)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	39	25	17

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.

2016

Le BAIIA aux fins de comparaison au titre du secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté de 74 millions de dollars par rapport à celui de 2015, résultat de notre solide rendement sur tous les marchés où nous exerçons nos activités. Au cours du deuxième trimestre de 2015, la volatilité imprévue des marchés en Alberta et dans la région du nord-ouest Pacifique a eu une incidence négative sur la marge brute. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 12 millions de dollars en regard de celles de 2015 pour atteindre 24 millions de dollars en 2016, du fait des hausses de la rémunération incitative fondée sur des actions et des charges attribuables aux autres secteurs dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits énergétiques et des services d'optimisation. En 2015, nous avons comptabilisé 56 millions de dollars dans les autres résultats d'exploitation, montant net au titre du règlement avec l'ASM de l'Alberta.

Siège social

2017

Les coûts indirects du secteur Siège social 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 à l'initiative 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.

2016

Les coûts indirects du secteur Siège social totalisant 71 millions de dollars en 2016 sont inférieurs à ceux de 2015 (78 millions de dollars), puisque nous avons tiré avantage des initiatives visant à réduire les coûts et à accroître l'efficacité et de la diminution des coûts de restructuration, avantage qui a été contrebalancé par une baisse des attributions à nos secteurs d'activité.

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 nous attachons à renforcer notre situation financière afin de bénéficier d'une meilleure souplesse à cet égard et visons à atteindre l'ensemble de nos fourchettes cibles d'ici 2018.

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

Aux 31 décembre	2017	2016	2015
Fonds provenant des activités d'exploitation	804	734	699
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	205	203	211
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	1 009	937	910
Intérêts sur la dette et les contrats de location-financement, déduction faite du produit d'intérêts	214	219	220
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	21	23
Intérêts ajustés	234	240	243
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,3	3,9	3,7

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 considérablement amélioré par rapport à 2016, en raison de fonds provenant des activités d'exploitation plus solides et 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	2017	2016	2015
Fonds provenant des activités d'exploitation	804	734	699
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	(20)	(21)	(23)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	784	713	676
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 707	4 361	4 495
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(314)	(305)	(54)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(30)	(163)	(190)
Dette nette ajustée	3 834	4 364	4 722
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,4	16,3	14,3

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 2017, au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015.

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée s'est amélioré pour s'établir à 20,4 %, surtout en raison de la réduction importante de la dette nette et de l'amélioration des fonds provenant des activités d'exploitation. En 2017, nous avons atteint le bas de notre fourchette cible, qui est de 20 à 25 %, pour la première fois depuis 2011, en raison en partie de nos activités à la centrale de South Hedland, qui est entrée en service en juillet 2017, et de la diminution de la dette.

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

Aux 31 décembre	2017	2016	2015
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 707	4 361	4 495
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(314)	(305)	(54)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ²	(30)	(163)	(190)
Dette nette ajustée	1 058	4 364	4 722
BAIIA aux fins de comparaison	1 062	1 144	867
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	3,6	3,8	5,4

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré par rapport à celui de 2016, ce qui est attribuable surtout à la réduction importante de notre dette nette au cours de l'exercice. 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. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible en raison de l'augmentation prévue du BAIIA aux fins de comparaison découlant de nos activités à la centrale de South Hedland, qui est entrée pleinement en service en juillet 2017.

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		2017 ³	2016	2015
BAIIA aux fins de comparaison	Cible	1 025 - 1 135	990 - 1 100	1 000 - 1 040
	Réel ⁴	1 062	1 144	867
Fonds provenant des activités d'exploitation	Cible	765 - 855	755 - 835	720 - 770
	Réel	804	734	699
Flux de trésorerie disponibles	Cible	300 - 365	250 - 300	265 - 270
	Réel	328	257	239

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 2017, au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015.

3 Représente nos perspectives initiales. Au deuxième trimestre, 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.

4 Le BAIIA aux fins de comparaison en 2015 et en 2016 a été touché par des ajustements hors trésorerie en raison de la provision au titre de l'unité 1 de la centrale de Keephills. Compte non tenu de ces ajustements, le BAIIA aux fins de comparaison aurait été de 1 064 millions de dollars en 2016 et de 926 millions de dollars en 2015.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

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

Le 1^{er} mars 2018, la Société a annoncé son intention de demander l'approbation de la Bourse de Toronto pour une OPRA. Le conseil d'administration a autorisé le rachat d'un nombre maximal de 14 000 000 d'actions ordinaires, ce qui représente environ 5 % du flottant de TransAlta. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur d'autres plateformes de négociation canadiennes, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

Acquisition de deux projets éoliens 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 et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans. Les trois contreparties détiennent des notes attribuées par S&P d'au moins A+.

Le total des coûts des deux projets est estimé à 240 millions de dollars américains, dont une partie de 70 % sera financée en 2018 et la partie résiduelle en 2019. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019.

TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Faits saillants de l'investissement :

- Permet d'accroître les liquidités disponibles à des fins de distribution par action.
- S'inscrit dans la stratégie de la Société et de TransAlta Renewables de faire l'acquisition d'actifs de production d'énergie renouvelable visés par des contrats qui représentent une source stable de flux de trésorerie grâce à des contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec des contreparties ayant de bonnes notes de crédit;
- Présente une croissance qui crée de la valeur à long terme pour les actionnaires.
- Permet une diversification additionnelle sur le plan de la répartition géographique et des actifs.
- L'acquisition des projets est assujettie à un certain nombre de conditions de clôture, y compris l'approbation habituelle des organismes de réglementation et, pour le projet au New Hampshire, la réception d'une détermination réglementaire favorable relativement au permis pour le projet.

Rachat anticipé de billets de premier rang échéant en 2018

Le 2 février 2018, la Société a annoncé le rachat de ses billets de premier rang à 6,65 % de 500 millions de dollars américains en circulation arrivant à échéance le 15 mai 2018 (les «billets de premier rang»). Les billets de premier rang seront rachetés le 15 mars 2018 à un prix égal au plus élevé des montants suivants : i) la totalité du capital des billets de premier rang ou ii) la somme des valeurs actualisées des paiements prévus restants de capital et d'intérêts actualisés à la date de rachat sur une base semestrielle au taux des bons du Trésor plus 45 points de base, majoré dans tous les cas des intérêts courus à la date de rachat.

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 (les «CAÉ de la centrale de Sundance») le 31 mars 2018.

La résiliation des CAÉ 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 de la centrale de Sundance et des lois applicables. L'incidence prévue de la résiliation comprend une indemnité d'environ 215 millions de dollars pour la valeur comptable nette des actifs, par rapport au montant d'environ 157 millions de dollars qui avait été estimé par le Balancing Pool. L'estimation du Balancing Pool diffère, car elle ne tient pas compte de certains actifs miniers qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette.

Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta et imputation pour dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Sundance

I. 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 de l'énergie renouvelable. La stratégie prévoit l'arrêt des activités et la mise hors service des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018.
- L'arrêt temporaire de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018, pour une période pouvant atteindre deux ans.
- L'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant atteindre deux ans.
- L'arrêt temporaire de l'unité 4 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2019, pour une période pouvant atteindre deux ans.
- L'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant atteindre un an.

Après avoir pris connaissance des clarifications figurant dans les règlements préliminaires du gouvernement du Canada sur la conversion du charbon au gaz, la Société a décidé d'accélérer la conversion au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, jusque-là alimentées au charbon, pour qu'elle ait lieu de 2021 à 2022, soit un an plus tôt que prévu. Les règlements de conversion du charbon au gaz proposés par le gouvernement du Canada prolongeraient la durée d'utilité des unités de la Société converties au gaz d'environ cinq à dix ans, selon leur profil d'émissions de CO₂, par rapport à la date butoir fédérale pour la mise hors service des centrales alimentées au charbon. Selon les règlements proposés, la durée d'utilité de l'ensemble du portefeuille de centrales alimentées au charbon de TransAlta serait prolongée d'environ 75 ans. En plus d'une prolongation de leur durée d'exploitation, la conversion au gaz des unités alimentées au charbon présente plusieurs avantages, dont une importante réduction de l'intensité carbone, des émissions et des coûts, une importante diminution des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien, et une souplesse d'exploitation accrue.

L'arrêt temporaire d'une combinaison d'unités de la centrale de Sundance en 2018 et en 2019 fait en sorte que deux unités de la centrale de Sundance pourront fonctionner à haute capacité et à plus faibles coûts pour la période allant jusqu'à 2020 lorsque les besoins d'électricité seront plus élevés sur le marché de l'Alberta. L'arrêt temporaire des unités aidera aussi la Société dans ses préparatifs pour la conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills du charbon au gaz en 2021 et en 2022, prolongeant ainsi la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030.

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

Le 6 décembre 2017, la Société a signé une lettre d'intention avec Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») pour la construction d'un gazoduc de 120 kilomètres reliant le complexe de Tidewater de la rivière Brazeau aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de la Société. Le gazoduc devrait avoir une capacité initiale de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour d'ici 2020, une capacité qui pourra à terme être augmentée à 340 millions de pieds cubes de gaz par jour. La capacité initiale permettra un mélange de combustible, c'est-à-dire le charbon et le gaz, pour l'alimentation des unités de production, ce qui réduira les coûts marginaux et les émissions. La Société aura l'option d'acquérir une participation allant jusqu'à 50 % dans le gazoduc, une option qui, si elle est exercée, réduira les coûts associés à l'entente d'exploitation à façon.

La décision de travailler avec Tidewater devance l'échéancier pour la construction d'un gazoduc et permet l'accélération de 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. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale 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 sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a consenti à prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. La Société jouira ainsi de 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.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent 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 deuxième trimestre de 2017, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de notre décision de devancer la mise hors service de cette unité.

Avis de résiliation du CAÉ de South Hedland de 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 officiel de résiliation du CAÉ de South Hedland d'une filiale de FMG. Le CAÉ de South Hedland permet à FMG de résilier le contrat si la centrale n'a pas atteint les critères de l'exploitation commerciale dans le délai prévu au contrat. FMG demeure d'avis que la centrale de South Hedland n'a pas atteint les critères de l'exploitation commerciale.

La Société est, quant à elle, persuadée que toutes les conditions prévues par le CAÉ pour établir l'atteinte des critères d'exploitation commerciale, y compris les conditions de rendement, ont été respectées. Ces conditions comprennent la réception d'un certificat d'exploitation commerciale, la réussite de certains tests et l'obtention de tous les permis et approbations nécessaires du North West Interconnected System et des organismes gouvernementaux.

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 prendra toutes les mesures nécessaires pour protéger ses intérêts relativement à la centrale et s'assurer d'obtenir les flux de trésorerie prévus aux termes du CAÉ de South Hedland.

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

La centrale de South Hedland est entièrement fonctionnelle et répond aux exigences de FMG prévues au CAÉ de South Hedland depuis juillet 2017.

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 réalisé l'acquisition de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017 et TEC Pipe a reçu en contrepartie environ 325 millions de dollars américains de FMG. 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 pour recouvrer la totalité ou une partie importante du montant auprès de FMG.

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

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a annoncé que sa filiale en propriété majoritaire indirecte Kent Hills Wind LP («KHWLP»), avait réalisé un placement d'obligations d'environ 260 millions de dollars garanties notamment par une charge de premier rang sur 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 servira à financer en partie la construction de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW (après la réussite de certains essais d'achèvement et le respect d'autres conditions établies). Le reste du produit servira à consentir des avances à la filiale Canadian Hydro Developers Inc. («CHD») et à Natural Forces Technologies Inc., partenaire de KHWLP, qui détient environ 17 % de KHWLP. Une tranche de 30 millions de dollars du produit a été classée dans les liquidités soumises à restrictions au 31 décembre 2017 et sera libérée du compte de réserve de construction au moment de la mise en service.

Parallèlement, CHD, filiale en propriété exclusive de TransAlta Renewables, a envoyé un avis indiquant qu'elle rachèterait avant leur échéance toutes ses débetures non garanties. Les débetures devaient venir à échéance en juin 2018. Le 12 octobre 2017, CHD a racheté les débetures 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 courus 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.

Vente de Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, nous avons annoncé la vente de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. La vente s'est conclue le 1^{er} mars 2017. Le produit tiré de la vente a servi aux fins générales de la Société, y compris à réduire notre dette et à financer la croissance future des énergies renouvelables. Nous avons acquis la participation dans l'installation de Wintering Hills en 2015 dans le cadre de la restructuration des accords associés à notre centrale de cogénération de Poplar Creek. Au 31 décembre 2016, les actifs étaient classés comme détenus en vue de la vente et étaient évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta portant sur des paiements de transition contre 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 d'élimination du charbon en Alberta, nous recevrons des paiements de transition annuels au comptant d'environ 37,4 millions de dollars, montant net, à compter de 2017 et jusqu'en 2030, pour un montant total d'environ 524 millions de dollars. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon en Alberta est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon en 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.

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. Nous avons 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, nous avons annoncé qu'un groupe d'arbitrage indépendant avait accordé la dispense pour cause de force majeure. Par conséquent, nous avons repris une provision d'environ 94 millions de dollars. L'acheteur et le Balancing Pool veulent être entendus par la Cour du Banc de la Reine en Alberta pour interjeter appel ou faire écarter la sentence arbitrale. Nous nous opposons à ces mesures et nous sommes d'avis qu'elles sont dépourvues de valeur.

Protocole d'entente avec le gouvernement

En novembre 2016, nous avons convenu avec le gouvernement de l'Alberta en vertu d'un protocole d'entente de collaborer et de coopérer à la définition d'un cadre réglementaire en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon, de favoriser les projets existants et de nouveaux projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables grâce à une politique de soutien et de facilitation, et de veiller à ce que tant la production actuelle que la future production d'électricité puissent participer efficacement au marché de capacité récemment annoncé qui devrait être mis en place dans la province d'Alberta. En particulier, les parties collaborent, entre autres :

- à assurer que les installations existantes et que les nouvelles installations de production d'électricité puissent participer activement aux enchères visant à établir les paiements de capacité dans le cadre du développement du marché de capacité;
- à mettre en œuvre une politique environnementale qui facilitera la conversion responsable sur le plan économique et environnemental de certaines centrales alimentées au charbon en centrales alimentées en gaz en Alberta, y compris à obtenir une garantie de coopération en matière de réglementation avec le gouvernement fédéral;
- à définir une politique pour traiter de la question de la valeur des réductions des émissions de carbone des centrales éoliennes et hydroélectriques existantes, de l'élaboration de mécanismes efficaces de soutien pour veiller à ce que la mise en place du marché de capacité en Alberta ne nuise pas à la production actuelle d'énergie renouvelable, et de l'élaboration d'une réglementation claire et harmonisée qui permet la réalisation rentable et en temps opportun de projets d'hydroélectricité en Alberta.

Le protocole d'entente ne crée aucune obligation juridiquement contraignante entre le gouvernement de l'Alberta et la Société et n'impose aucune obligation de réserve au gouvernement de l'Alberta, ni n'entrave sa latitude ni son autorité.

Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, nous avons annoncé la signature du contrat d'acheminement de production autonome avec la SIERE pour la centrale de cogénération de Mississauga (la «centrale de Mississauga»). Le contrat de production autonome est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, simultanément à son exécution, nous avons convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat préexistant de la centrale de Mississauga conclu avec la SFIEO, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018.

Le contrat de production autonome procure des paiements mensuels stables jusqu'au 31 décembre 2018 qui s'élèveront à environ 209 millions de dollars, entraîne une réduction des coûts d'exploitation et permet de maintenir une souplesse opérationnelle afin que la centrale de Mississauga puisse saisir les occasions de satisfaire les besoins du marché de l'électricité dans le nord-est de l'Ontario.

En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars. Les principales composantes du profit sont attribuables à la comptabilisation d'un montant ponctuel actualisé au titre des produits d'environ 207 millions de dollars, contrebalancé par une charge au titre des contrats déficitaires et d'autres frais de résiliation d'un montant total de 15 millions de dollars. Nous avons également comptabilisé un amortissement accéléré de 46 millions de dollars en raison du changement de la durée d'utilité de l'actif. Nous avons sorti des pertes latentes nettes avant impôts de 14 millions de dollars du cumul des autres éléments du résultat global et les avons comptabilisées en résultat net après l'annulation de la désignation à titre de couverture de flux de trésorerie à des fins comptables. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur les achats de gaz futurs libellés en dollars américains attendus entre les exercices 2017 et 2018. Au cours du quatrième trimestre de 2016, la consommation de gaz prévue n'était plus susceptible de se produire, ce qui a entraîné la sortie de la perte cumulée sur les instruments de couverture du cumul des autres éléments du résultat global et la comptabilisation de celle-ci en résultat net.

Acquisition d'une participation financière par TransAlta Renewables dans la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute

Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a conclu son placement dans une participation financière fondée sur les flux de trésorerie au titre 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. La transaction avait été annoncée le 23 novembre 2015.

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 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. 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 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a déclaré une hausse des dividendes de 5 %.

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.

Décision de l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta

Le 27 juillet 2015, l'Alberta Utilities Commission («AUC») a rendu une décision qui a établi, entre autres, que les mesures prises relativement à quatre interruptions à nos centrales alimentées au charbon, d'une durée de 11 jours en 2010 et en 2011, ont empêché les acheteurs en vertu du CAÉ d'aller vers les concurrents dans des conditions de concurrence normales.

Le 30 septembre 2015, TransAlta et l'ASM de l'Alberta ont conclu une entente pour régler toutes les procédures pendantes devant l'AUC. Le règlement, sous forme d'une ordonnance de consentement, a été approuvé par l'AUC le 29 octobre 2015. Aux termes de l'ordonnance de consentement, nous avons accepté de verser un montant total de 56 millions de dollars, soit environ 27 millions de dollars à titre de remboursement d'un avantage économique, un montant d'environ 4 millions de dollars pour couvrir les frais juridiques et coûts connexes engagés par l'ASM, et une pénalité administrative de 25 millions de dollars. Du montant total, une tranche de 31 millions de dollars a été versée au quatrième trimestre de 2015, et une autre tranche de 25 millions de dollars a été versée au quatrième trimestre de 2016.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2016 au 31 décembre 2017 :

Actif	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Créances clients et autres débiteurs	230	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Actifs détenus en vue de la vente	(61)	Conclusion de la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills
Liquidités soumises à restrictions	30	Les liquidités soumises à restrictions ont trait au financement du projet de KHWLP
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(504)	Résiliation du contrat de location-financement de Solomon (424 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (23 millions de dollars) et calendrier des encaissements (58 millions de dollars)
Immobilisations corporelles, montant net	(246)	Amortissement pour l'exercice (635 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (43 millions de dollars), mise hors service et cession d'actifs (36 millions de dollars) et imputation pour dépréciation (20 millions de dollars), en partie contrebalancés par des acquisitions (338 millions de dollars) et une révision des frais de démantèlement et de remise en état (151 millions de dollars)
Actifs d'impôt différé	(29)	Diminution des différences temporaires déductibles
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(131)	Règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, en partie contrebalancés par des fluctuations du prix du marché
Autres actifs	(5)	Paiements contractuels mensuels reçus aux termes du contrat de production autonome de Mississauga (116 millions de dollars), contrebalancés par des montants payés d'avance à long terme pour la centrale de South Hedland (75 millions de dollars) et des prêts (33 millions de dollars)
Divers	24	
Total de la diminution des actifs	(692)	

Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	182	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(20)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(654)	Remboursements (708 millions de dollars), déduction faite des profits sur les swaps de devises et de l'incidence favorable des variations des taux de change (214 millions de dollars), en partie contrebalancés par l'augmentation du financement du projet de KHWLP (260 millions de dollars) et par la hausse de la facilité de crédit (26 millions de dollars)
Impôts sur le résultat à payer	58	Cession de la centrale de Solomon
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	127	Incidence de la baisse du taux d'actualisation en raison du raccourcissement de la durée d'utilité de certains actifs de charbon en Alberta
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	29	Pertes actuarielles de 36 millions de dollars en partie contrebalancées par la hausse de l'obligation au titre des avantages sociaux

Passifs d'impôt différé	(163)	Cession de la centrale de Solomon et baisse des différences temporaires imposables
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	27	Variations défavorables du prix du marché, incidence défavorable des variations des taux de change et contrats réglés
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(185)	Perte nette (160 millions de dollars), dividendes sur les actions ordinaires (34 millions de dollars), dividendes sur les actions privilégiées (30 millions de dollars), nouvelle répartition des titres de capitaux propres dans TransAlta Renewables (48 millions de dollars), en partie contrebalancés par le montant net des autres éléments du résultat global (86 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	(93)	Distributions versées et à verser (172 millions de dollars) et participations intersociétés disponibles à la vente (11 millions de dollars), en partie contrebalancées par la nouvelle répartition des titres de capitaux propres dans TransAlta Renewables (48 millions de dollars) et le résultat net (42 millions de dollars)
Divers	-	
Total de la diminution des passifs et des capitaux propres	(692)	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 comparativement aux exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 :

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 de l'émission 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 sur la facilité 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)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(3)	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	314	305	9	

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	54	43	11	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	744	432	312	Variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie de 315 millions de dollars
Activités d'investissement	(327)	(573)	246	Acquisitions moins élevées d'immobilisations corporelles (118 millions de dollars), baisse plus marquée des créances au titre de contrats de location-financement (33 millions de dollars) et diminution des acquisitions d'actifs de production à partir d'énergies renouvelables (101 millions de dollars)
Activités de financement	(163)	149	(312)	Augmentation des remboursements des emprunts au titre des facilités de crédit (533 millions de dollars), diminution des émissions de titres de créance à long terme (126 millions de dollars), baisse du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (242 millions de dollars), hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (52 millions de dollars) et baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (89 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par une baisse des dividendes sur actions ordinaires (55 millions de dollars) et une diminution des remboursements de la dette à long terme (670 millions de dollars)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(3)	3	(6)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	305	54	251	

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 avons recours 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 comprennent les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie, les couvertures de l'investissement net ou les 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 négociés par la Société qui ne sont pas négociés sur une Bourse active ou 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 la juste valeur

Les couvertures de la juste valeur sont utilisées pour contrebalancer l'incidence des fluctuations de la juste valeur de la dette à long terme à taux fixe découlant des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps de taux d'intérêt comme couvertures de la juste valeur. Au premier trimestre de 2017, nous avons mis fin à la comptabilité de couverture pour une couverture de juste valeur sur une dette de 50 millions de dollars américains.

Aux fins de la comptabilisation des couvertures de la juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture (p. ex., un swap de taux d'intérêt) sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés en résultat net. La valeur comptable de la dette à long terme faisant l'objet de la couverture est ajustée en fonction des pertes ou des profits associés au risque couvert, le montant correspondant étant comptabilisé en résultat net. Par conséquent, seule l'inefficacité nette des couvertures est comptabilisée en résultat net.

Lorsque nous ne choisissons pas d'appliquer la comptabilité de couverture, lorsque nous mettons fin à 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 pertes découlant des variations des taux de change relatifs à ces instruments financiers sont comptabilisés en résultat net au cours de la période où le profit ou la perte survient.

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 sont 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. Au premier trimestre de 2017, nous avons 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 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 sont 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 sont utilisés pour compenser les risques liés à la dette à long terme libellée en monnaies étrangères. Les swaps de taux d'intérêt servent à 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.

Lorsque nous ne choisissons pas d'appliquer la comptabilité de couverture, lorsque nous mettons fin à 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 pertes découlant des variations des taux de change relatifs à ces instruments financiers sont comptabilisés en résultat net au cours de la période où le profit ou la perte survient.

Couvertures de l'investissement net

Les contrats de change à terme et la dette à long terme libellée en monnaies étrangères ont historiquement été utilisés 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. À la fin de 2016, nous avons modifié notre stratégie de couverture d'investissement net et nous n'utilisons plus les contrats de change à terme. 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. Au 31 décembre 2017, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 767 millions de dollars (758 millions de dollars au 31 décembre 2016). 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 2016, sauf en ce qui a trait aux changements apportés aux stratégies de couverture pour notre dette libellée en dollars américains, comme il est mentionné auparavant et dans la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Perspectives financières pour 2018

En raison de la résiliation par le Balancing Pool des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, notre capacité visée par des CAÉ et des contrats à plus long terme l'an prochain chutera d'environ 68 %. Pour 2018, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établira à environ 49 \$ le MWh en Alberta et à environ 50 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest Pacifique.

Le tableau suivant présente nos prévisions quant aux objectifs financiers clés pour 2018 :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation	725 millions de dollars à 800 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	275 millions de dollars à 350 millions de dollars
Facteur de capacité du secteur Charbon au Canada	65 % à 75 %
Dividende	0,16 \$ par action ordinaire par année, distribution de 13 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles

Activités d'exploitation

Disponibilité et capacité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2018. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 95 % en 2018. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du charbon vers une production à partir du gaz et des énergies renouvelables. Nous avons également mis hors service l'unité 1 de la centrale de Sundance avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, et nous prévoyons mettre temporairement à l'arrêt différentes unités de la centrale de Sundance pendant les quatre premiers mois de 2018. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Coûts du combustible

En Alberta, nous nous attendons à ce que les prix du combustible avoisinent les 37 \$ la tonne en 2018. Le total des coûts du combustible devrait toutefois être inférieur en raison de la mise à l'arrêt de certaines unités 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.

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 la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût du combustible livré devrait demeurer stable par rapport à celui de 2017.

La majeure partie de notre production à partir du gaz est vendue dans le cadre 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 2018, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 60 millions de dollars à 80 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, au dollar australien et à l'euro 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 2018 devrait être moins élevée que celle de 2017, 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.

Dette nette, 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 1,6 milliard de dollars, dont plus de 300 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 2018 et 2019.

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

Les coûts de construction de l'unité 3 d'une capacité de production de 17,25 MW dans le cadre de l'expansion du parc éolien de Kent Hills au Nouveau-Brunswick devraient totaliser environ 41 millions de dollars. Jusqu'ici, nous avons engagé des dépenses de 9 millions de dollars. Notre partenaire, qui détient une participation de 17 % dans les installations existantes de Kent Hills, participe également au projet d'expansion à hauteur de 17 %. Il financera sa part du total des coûts du projet. Le projet devrait s'achever au quatrième trimestre de 2018.

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 2016	Dépenses engagées en 2017	Dépenses prévues en 2018
Dépenses d'investissement courantes ¹	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	83	69	71 - 74
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifiés d'envergure	148	121	71 - 74
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	23	28	32 - 34
Contrats de location-financement	Paielements liés à des contrats de location-financement	16	17	23 - 25
Total des dépenses d'investissement de maintien		270	235	195 - 205
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	2	-	-
Total des dépenses d'investissement de maintien		272	235	195 - 205
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	8	24	20 - 30
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		280	259	215 - 235

Les interruptions importantes planifiées en 2018 comprennent :

- une interruption importante dans notre secteur Charbon au Canada, qu'exploite un de nos partenaires;
- une interruption importante dans notre secteur Charbon aux États-Unis prévue au deuxième trimestre;
- une interruption importante dans notre secteur Gaz au Canada, à notre installation de Sarnia;
- des dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales éoliennes et hydroélectriques.

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

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 visée par une répartition économique, est estimée comme suit pour 2018 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	130 - 170	600 - 700	730 - 870

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, des liquidités existantes et du capital tiré des flux de trésorerie contractuels. Nous avons accès à environ 1,6 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 des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («UGT»). Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections des flux de trésorerie actualisés selon les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073.

A. UGT marchande de l'Alberta

En 2017, 2016 et 2015, 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 l'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 2017, 2016 et 2015 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. 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 des UGT marchandes de l'Alberta, pour lesquelles 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.

II. 2016

Le 24 novembre 2016, la Société a conclu une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta en vertu de laquelle elle recevra des paiements annuels au comptant d'environ 37,4 millions de dollars, montant net, contre notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2030. Par ailleurs, la Société a convenu dans le cadre du protocole d'entente conclu le 24 novembre 2016 de collaborer et de coopérer afin d'atteindre les objectifs prévus dans le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta. En particulier, les parties collaborent, entre autres :

- au passage, dès 2021, d'un marché axé uniquement sur l'énergie à un marché de capacité. Selon un marché de capacité, les producteurs sont rémunérés en fonction de leur capacité disponible;
- à définir une politique et à favoriser la conversion rentable au gaz naturel de certaines centrales alimentées au charbon en Alberta, y compris à s'assurer d'une coopération en matière de réglementation avec le gouvernement fédéral;
- à définir une politique pour traiter de la question de la valeur des réductions des émissions de carbone des centrales éoliennes et hydroélectriques existantes, de l'élaboration de mécanismes efficaces de soutien pour veiller à ce que la mise en place du marché de capacité en Alberta ne nuise pas à la production actuelle d'énergie renouvelable, et de l'élaboration d'une réglementation claire et harmonisée qui permet la réalisation rentable et en temps opportun de projets d'hydroélectricité en Alberta.

Le protocole d'entente ne crée aucune obligation juridiquement contraignante entre le gouvernement et la Société, et n'impose aucune obligation de réserve au gouvernement albertain, ni n'entrave sa latitude ni son autorité. Le fait de passer à un marché de capacité, comme il a été annoncé, devrait avoir une incidence sur les mécanismes de marché de l'Alberta. Le passage de la structure actuelle du marché de l'Alberta au marché de capacité pourrait avoir une incidence sur l'établissement de l'UGT marchande de l'Alberta; toutefois, la Société n'a pas encore suffisamment d'information du gouvernement de l'Alberta ou de l'Alberta Electric System Operator («AESO»), qui supervise le développement du marché de capacité, pour déterminer si un changement est nécessaire. La Société n'a pas modifié ses conclusions précédentes relativement à l'UGT marchande de l'Alberta.

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 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 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.

III. 2015

En 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son Plan de leadership sur le climat, qui préconisait dans une grande mesure une élimination graduelle de l'électricité produite à partir du charbon d'ici 2030, et a proposé l'imposition d'obligations de conformité additionnelles pour les émissions de GES dans la province. En 2016, le gouvernement de l'Alberta a redéfini son approche à l'égard des émissions de GES et a annoncé l'instauration d'une taxe carbone sur les émissions excédant les limites définies, soit de 20 \$ la tonne en 2017 et de 30 \$ la tonne en 2018. Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention de mettre en place une tarification pancanadienne à l'égard des émissions de GES. Dans le cadre de cette approche, qui commencera en 2018, le prix de l'équivalent CO₂ émis sera établi à 10 \$ la tonne et atteindra 50 \$ la tonne en 2022.

B. Charbon aux États-Unis

La Société a évalué de possibles indices de dépréciation dans le secteur Charbon aux États-Unis en 2017, 2016 et 2015. Des détails sur ces indices sont présentés ci-dessous.

Il a été estimé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT se rapprochait de sa valeur comptable et, par conséquent, aucune imputation pour dépréciation n'a été comptabilisée en 2017, 2016 ou 2015. Tout changement défavorable des hypothèses, prises individuellement, n'aurait pas entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation. La Société continue de gérer les risques associés à l'UGT en optimisant ses activités d'exploitation et son plan d'investissement.

Les évaluations sont assujetties à une incertitude relative à la mesure d'après les hypothèses clés présentées ci-dessous et les données utilisées dans notre prévision à long terme, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du volume des contrats en vertu du protocole d'entente pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon conclu avec l'État de Washington. La période d'évaluation a été prolongée jusqu'à la mise hors service présumée de la centrale, soit après la cessation des activités sous leur forme actuelle prévue en 2025.

I. 2017

En 2017, la Société a renégocié des contrats de transport ferroviaire et d'approvisionnement en charbon. La Société a estimé l'incidence des variations du coût du charbon et celle des prix de l'électricité mis à jour afin de déterminer si l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis présentait des indicateurs de dépréciation. La Société a conclu qu'il n'y avait pas d'indicateurs de dépréciation. La Société a utilisé ses prévisions à long terme et les principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	21,50 \$ US à 34,81 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	2,08 \$ US à 2,29 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	7,9 % à 9,0 %

II. 2016

En 2016, la Société a examiné une dépréciation possible à l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis et a constaté que la juste valeur diminuée des coûts de sortie se rapprochait de la valeur comptable inscrite à ce moment-là. La Société a estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT, évaluation de la juste valeur de niveau III, au moyen de ses prévisions à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	De 22,00 \$ US à 46,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,4 % à 5,7 %

III. 2015

En 2015, la Société a examiné une dépréciation possible à l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis et a constaté que la juste valeur diminuée des coûts de sortie se rapprochait de la valeur comptable inscrite à ce moment-là. La Société a estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT, évaluation de la juste valeur de niveau III, au moyen de ses prévisions à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	De 24,00 \$ US à 50,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	2,44 \$ US à 2,90 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,2 % à 6,2 %

En 2015, des recouvrements additionnels faisant suite à la cession de la centrale alimentée au gaz de Centralia en 2014 ont donné lieu à une reprise de dépréciation de 2 millions de dollars.

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 2017, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 677 millions de dollars (566 millions de dollars en 2016) et des garanties au comptant de 67 millions de dollars (77 millions de dollars en 2016). 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 :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	48	7	5	5	4	29	98
Transport	9	6	6	3	-	-	24
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	155	159	161	23	14	96	608
Ententes de service à long terme	108	50	41	31	15	35	280
Contrats de location simple non résiliables ²	9	9	9	9	9	111	156
Dettes à long terme ³	730	469	472	100	581	1 312	3 664
Paiements sur le capital de l'obligation liée à des contrats de location-financement	18	15	12	6	4	14	69
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ⁴	177	153	125	102	95	692	1 344
Croissance	27	-	-	-	-	-	27
Projet de loi TransAlta Energy	6	6	6	6	6	6	36
Total	1 287	874	837	285	728	2 295	6 306

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 de 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.

Éventualités

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») devant l'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 de l'exposition totale est de 15 millions de dollars. Toutefois, si l'appel sur les questions juridiques et territoriales concernant la rétroactivité devait se conclure à la faveur de TransAlta et des autres parties, le montant à payer serait de néant. TransAlta a comptabilisé une provision appropriée en 2017.

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 Comprennent 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.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à un litige avec FMG concernant la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland. En outre, FMG a retenu un montant d'environ 58,2 millions de dollars australiens, dont un montant d'environ 43 millions de dollars australiens d'impôt applicable au rachat de la centrale de Solomon. TransAlta cherche à recouvrer les montants retenus, et a entamé des procédures visant à recouvrer environ 54,1 millions de dollars australiens auprès de FMG en déposant et en signifiant un avis et une déclaration le 17 novembre 2017, et a fait une requête en jugement sommaire pour ce montant. L'audience est prévue le 23 mars 2018.

Méthodes et estimations comptables critiques

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

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

Nos principales méthodes comptables sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel. 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

Nos produits sont essentiellement tirés de la vente d'énergie livrée, de la location de centrales et des activités de gestion du risque lié aux produits de base.

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. Chacun de ces éléments est constaté au moment de la production, de la livraison ou de l'atteinte d'objectifs précis, selon les modalités contractuelles. Les produits découlant de la capacité non vendue par contrat se composent de paiements d'énergie pour chaque 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. 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. 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 les activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits sur des activités de négociation 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 standardisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur lorsque la comptabilité de couverture ne s'applique pas. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur les résultats présentés au cours de la période où elles se produisent. Les justes valeurs des instruments en cours à la date de clôture 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 activités de gestion du risque lié aux produits de base et des instruments dérivés est complexe et repose sur des jugements relatifs, entre autres, aux prix futurs, à la volatilité et à la liquidité. Certains de nos instruments dérivés ne sont pas négociés en Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pendant laquelle les cours en Bourse sont disponibles, ce qui nous oblige à recourir à des techniques ou modèles d'évaluation internes.

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 taux.

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 avons aussi 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.

Nous avons une politique de gestion du risque lié aux produits de base, qui 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 à partir desquelles les justes valeurs de niveau III sont établies dans le cadre de la gestion du risque lié aux produits de base au 31 décembre 2017 a une incidence positive estimée totale de 156 millions de dollars (94 millions de dollars en 2016) et une incidence négative estimée totale de 157 millions de dollars (89 millions de dollars en 2016) 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 130 millions de dollars (76 millions de dollars en 2016) de l'incidence positive et une tranche de 130 millions de dollars (69 millions de dollars en 2016) 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 25 \$ US à 34 \$ US 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, mais plutôt une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, qui 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.

Par suite de l'examen effectué en 2017 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.

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.

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 2017, le total de la dotation aux amortissements s'est élevé à 708 millions de dollars (664 millions de dollars en 2016), dont un montant de 75 millions de dollars (65 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 d'élimination du charbon conclut 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 2017 et 2016, la Société a déterminé la valeur recouvrable des UGT 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. Au cours de l'exercice de 2017, la Société a utilisé le même calcul détaillé des valeurs recouvrables des UGT des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie puisque les critères particuliers étaient respectés.

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. Si des hypothèses formulées avaient révélé une baisse de 5 % de la juste valeur des UGT ou du groupe d'UGT en regard des niveaux actuels, il n'y aurait pas eu de dépréciation du goodwill dans l'UGT de notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

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 24 millions de dollars (53 millions de dollars en 2016) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2017. 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 549 millions de dollars (712 millions de dollars en 2016) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2017. 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 2017, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisée dans les états de la situation financière consolidés s'établissait à 437 millions de dollars (293 millions de dollars en 2016). En 2017, essentiellement en raison de l'entente d'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 2018 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	3
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

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'entente d'élimination du charbon conclut 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 de la Société a été ramenée jusqu'en 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 sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement 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.

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 nous n'avons pas encore appliquées, comprennent :

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*, 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 appliquera l'IFRS 15 au 1^{er} janvier 2018.

Nous avons achevé la revue et l'évaluation comptable de nos sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients, et l'évaluation quantitative de l'incidence. Les produits des activités ordinaires de la Société inclus dans le champ d'application de l'IFRS 15 sont essentiellement tirés de la vente de capacité et d'énergie dans le cadre de contrats à long terme et de mécanismes marchands, ainsi que de la vente de certificats d'énergie renouvelable. L'IFRS 15 requiert l'application d'une méthode à cinq étapes visant à déterminer à quel moment les produits des activités ordinaires doivent être comptabilisés et à quel montant. 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. Si certains critères sont respectés, les produits des activités ordinaires sont comptabilisés progressivement, de manière à refléter la progression du transfert par l'entité ou à un moment précis, lors du transfert du contrôle à un client. Nous n'avons relevé aucune différence importante dans le moment ou le montant de la comptabilisation des produits des activités ordinaires selon l'IFRS 15, à l'exception de la différence dont il est question ci-après.

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.

Nous avons choisi d'utiliser la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date ne seront pas retraitées. Nous comptabiliserons plutôt l'incidence cumulative de la première application de la norme dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018. L'incidence cumulative de l'application des exigences relatives à la composante financement importante à l'égard du contrat visé entraînera une réduction des résultats non distribués de 12 millions de dollars (déduction faite des impôts).

II. IFRS 9, *Instruments financiers*

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*. L'IFRS 9 comprend des indications sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers et un nouveau modèle de comptabilité de couverture. L'IFRS 9 doit s'appliquer de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son adoption anticipée est permise. La Société adoptera l'IFRS 9 le 1^{er} janvier 2018.

Selon les nouvelles exigences en matière de classement et d'évaluation, les actifs financiers doivent être classés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par le biais du résultat net ou soit 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 de l'IAS 39. D'après l'évaluation réalisée jusqu'à maintenant, la Société ne s'attend pas à ce que la première application de l'IFRS 9 ait une incidence importante sur le classement et l'évaluation des actifs financiers.

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. Il remplace l'exigence de l'IAS 39 d'effectuer un test de l'efficacité par le principe de relation économique, et élimine l'exigence d'évaluer l'efficacité de la couverture de manière rétrospective. D'après l'évaluation réalisée jusqu'à maintenant, le nouveau modèle général de comptabilité de couverture ne devrait pas avoir une incidence importante sur la Société. Toutefois, lorsque la Société utilise des contrats de change à terme pour couvrir des paiements prévus en monnaie étrangère et que la transaction couverte entraîne un élément non financier, le

reclassement des profits ou des pertes des couvertures sera présenté directement dans l'état des variations des capitaux propres en tant que reclassement du cumul des autres éléments du résultat global.

La Société a achevé ses travaux dans le cadre de son plan de mise en œuvre, qui comprenaient l'examen de ses différents types d'instruments financiers pour déterminer l'incidence des nouvelles indications sur le classement, et l'appréciation des données historiques des pertes de crédit ainsi que des informations prospectives raisonnables et justifiables qu'il était possible d'obtenir sans devoir engager de coûts ou d'efforts déraisonnables. La Société n'a relevé aucun changement important ni aucune incidence à l'égard du classement et de l'évaluation. L'adoption initiale du modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la Société. Les obligations d'information continue devraient être plus exhaustives et comprendront des informations à l'égard de la stratégie de gestion des risques de la Société, l'incidence des activités de gestion des risques sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs ainsi que l'incidence de la comptabilité de couverture sur l'état de la situation financière, l'état du résultat global et l'état des variations des capitaux propres.

III. 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 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. 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, et son application anticipée est permise si l'IFRS 15 est aussi appliquée en même temps. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. Nous appliquerons l'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019.

Nous sommes en voie d'achever l'évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et avons élaboré un plan de projet détaillé. La plupart des travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme devraient avoir lieu de la mi-2018 à la fin 2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence éventuelle qu'aura l'IFRS 16 sur nos états financiers et l'information financière.

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 59 % de notre capacité brute est située en Alberta, et plus de 64 % 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, tandis

que les CAÉ des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance, de la centrale de Sheerness et des centrales hydroélectriques viennent à échéance à la fin de 2020. Au troisième trimestre de 2017, nous avons reçu un avis officiel du Balancing Pool concernant la résiliation avec prise d'effet le 31 mars 2018 des CAÉ des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance. 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. 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 dépassent 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.

Prix moyens au comptant de l'électricité



À la suite de la baisse des cours du pétrole, la demande annuelle en Alberta a diminué d'environ 1 % de 2015 à 2016, mais s'est reprise en 2017, gagnant environ 4 %. La hausse de la demande s'est reflétée dans le prix moyen du pool, qui est passé de 18,28 \$ le MWh en 2016 à 22,19 \$ le MWh en 2017. Cependant, le prix du pool était toujours relativement bas en raison de la surabondance de l'offre sur le marché. La faiblesse des prix s'est répercutée sur la demande d'énergie éolienne et hydroélectrique en période de pointe, soit la partie de notre portefeuille que nous ne pouvons pas couvrir efficacement.

Notre part de marché du contrôle de l'offre en Alberta était d'environ 12 % en 2017. À la suite de la résiliation des CAÉ des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance, notre part du contrôle de l'offre devrait augmenter pour atteindre 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 d'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.

En mars et en mai 2016, les acheteurs visés par les CAÉ réglementés liés aux centrales de Sundance, de Sheerness et de Keephills ont annoncé leur intention de résilier leur contrat et de transférer leurs obligations respectives en vertu des CAÉ au Balancing Pool en raison d'une modification législative en Alberta. Par conséquent, le Balancing Pool a entrepris une enquête pour déterminer si ces transferts sont permis aux termes des CAÉ dans les circonstances et, le cas échéant, à quel moment ils pourraient entrer en vigueur. Le 25 juillet 2016, le procureur de la province d'Alberta a intenté des procédures afin d'obtenir réparation auprès de tous les acheteurs qui entendaient transférer leurs obligations respectives en vertu des CAÉ, du titulaire du CAÉ de Battle River 5, de l'Alberta Utilities Commission («AUC») et du Balancing Pool. Dans cette poursuite, le procureur contestait, notamment, le fondement sur lequel les acheteurs se sont appuyés pour mettre fin aux CAÉ et transférer leurs obligations en vertu des CAÉ au Balancing Pool. Le procureur a par la suite réglé avec les acheteurs des CAÉ de Sundance et, au quatrième trimestre de 2017, le Balancing Pool a confirmé la résiliation du CAÉ de Keephills. En conséquence, le Balancing Pool agit maintenant à titre d'acheteur aux termes des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance et du CAÉ de la centrale de Keephills.

Aux termes de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), le Balancing Pool a annoncé la résiliation complète des CAÉ de Sundance, avec prise d'effet le 31 mars 2018. Au 1^{er} avril 2018, il n'y aura plus d'acheteur aux termes de ces CAÉ. Aucune annonce n'a encore été faite concernant le CAÉ de Keephills.

En dépit de tous les événements qui précèdent, TransAlta continue d'exploiter les unités de production 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 16 février 2018, Environnement et Changement climatique Canada a annoncé des projets de règlement visant l'élimination progressive des centrales alimentées au charbon d'ici 2030, ainsi que des projets de règlements visant les centrales alimentées au gaz, qui comprennent des modalités pour la conversion au gaz naturel de centrales alimentées au charbon. Ces projets de règlements ont été publiés dans la partie I de la *Gazette du Canada* le 17 février 2018. 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. Pour nos unités, ces règles nous accordent de cinq à dix ans supplémentaires d'exploitation pour chacune des unités, ce qui correspond à un prolongement cumulatif d'environ 75 ans pour l'ensemble de nos centrales, pour une période maximale de 15 ans ou au plus tard jusqu'en 2045 selon la première de ces éventualités. Nous continuerons de travailler avec le gouvernement du Canada jusqu'à la publication de la version définitive des règlements dans la partie 2 de la *Gazette du Canada*.

Nous planifions la conversion au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills en 2021 et en 2022, prolongeant ainsi la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030. À notre avis, la capacité des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ne changera pas par suite de la conversion, ce qui se traduira par une réduction d'environ 40 % des émissions de carbone provenant de ces unités tout en maintenant une capacité d'environ 2 400 MW pour le réseau électrique de l'Alberta.

Nous nous sommes engagés à investir environ 300 millions de dollars pour réaliser l'ensemble de notre programme de conversion du charbon au gaz, principalement entre 2021 et 2022. Nous prévoyons financer la conversion des centrales au moyen des flux de trésorerie alors disponibles. Ces unités devraient fournir une capacité à faible coût et être concurrentielles dans le cadre des futures enchères de capacité. La première enchère devrait se tenir en 2019 pour 2021 et des règlements aux paliers fédéral et provincial visant à favoriser la conversion de ces unités du charbon au gaz devraient être adoptés. Nous continuons de collaborer avec le gouvernement dans l'élaboration du cadre réglementaire nécessaire. Cette année, nous avons dépensé 1 million de dollars dans l'exécution de travaux d'ingénierie en vue de la conversion, et nous prévoyons dépenser 4 millions de dollars en 2018.

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.

Prix moyens au comptant de l'électricité



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. 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 par année jusqu'en 2024 et de 300 MW pour 2025. Le contrat et nos couvertures nous permettent de satisfaire les besoins en électricité du marché lorsque les prix chutent sous les coûts de production marginaux.

Nous envisageons la possibilité de réaménager Centralia en centrale alimentée au gaz après la mise hors service des installations au charbon, avec l'autorisation fournie en vertu du protocole d'entente sur le passage à des sources d'énergie autres que le charbon conclu 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) et à Parkeston (expiration en 2026) de cette façon. Au quatrième trimestre de 2017, nous avons conclu un contrat à long terme visant notre centrale alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan. Nous détenons une participation nette de 30 % dans cette installation. Le contrat a une durée initiale de 10 ans, à compter du 1^{er} janvier 2020, et prévoit deux prolongations optionnelles de cinq ans. Grâce à ce contrat, notre client continuera de profiter de la souplesse opérationnelle de la centrale. Le contrat actuel vient à échéance le 31 décembre 2019. Au cours du quatrième trimestre de 2016, nous avons conclu un nouveau contrat avec la SIERE pour notre centrale de cogénération de Mississauga. Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017, et nous avons convenu de résilier le contrat existant de façon anticipée, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018. Ce nouveau contrat procure une souplesse financière additionnelle afin de rembourser la dette arrivant bientôt à échéance.

Capital de TransAlta

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

Capital financier

Au cours des trois 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, certaines agences de notation ont exercé des pressions au titre des notes de crédit attribuées à 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 2017, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit de nos titres de créance non garantis et notre note à titre d'émetteur de BBB- et a changé la perspective pour la faire passer de négative à stable, DBRS Limited a modifié la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, la faisant passer de BBB à BBB (faible), celle de nos actions privilégiées, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et notre note à titre d'émetteur, de BBB à BBB (faible) (faisant passer la perspective de négative à stable), et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit de nos titres de créance non garantis et notre note à titre d'émetteur de BBB-, mais a changé la perspective pour la faire passer de stable à négative. Nous continuons d'axer nos efforts sur le maintien de ces notes, puisqu'en renforçant notre situation financière, notre équipe de commercialisation est plus à même de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix qui ont une incidence favorable sur nos résultats financiers et facilite notre accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Les risques associés à d'autres révisions à la baisse de notre note 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	2017		2016		2015	
	\$	%	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation						
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	1 046	14	1 045	12	1 044	12
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	1 499	19	2 151	25	2 221	26
Facilités de crédit	-	-	-	-	315	4
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	31	-	39	-	50	-
Divers	13	-	15	-	17	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(294)	(4)	(290)	(3)	(52)	-
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ¹	(30)	-	(163)	(2)	(190)	(2)
Dette avec recours	2 265	29	2 797	32	3 405	39
Dette sans recours	208	3	245	3	55	-
Obligations au titre des contrats de location-financement	69	1	73	1	82	1
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	2 542	33	3 115	36	3 542	40
TransAlta Renewables						
Facilité de crédit	27	-	-	-	-	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(20)	-	(15)	-	(2)	-
Dette avec recours	7	-	(15)	-	(2)	-
Dette sans recours	814	11	793	9	711	8
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	821	11	778	9	709	8
Total de la dette nette consolidée	3 363	44	3 893	45	4 251	48
Participations ne donnant pas le contrôle	1 059	14	1 152	14	1 029	13
Capitaux propres attribuables aux actionnaires						
Actions ordinaires	3 094	40	3 094	36	3 075	36
Actions privilégiées	942	12	942	11	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(710)	(9)	(525)	(6)	(656)	(8)
Total du capital	7 748	100	8 556	100	8 641	100

Nous avons continué de solidifier notre situation financière en 2017 et nous avons réduit de près de 900 millions de dollars le total de notre dette nette consolidée depuis la fin de 2015. Au deuxième trimestre de 2017, nous avons effectué un paiement prévu de 400 millions de dollars américains à l'égard d'un billet de premier rang en dollars américains à même les liquidités existantes. Ce paiement était couvert par un swap de devises conclu lors de l'émission de la créance qui a réduit effectivement d'environ 107 millions de dollars nos paiements libellés en dollars canadiens. Le 2 octobre 2017, nous avons réalisé un placement d'obligations de 260 millions de dollars garanties par notre parc éolien de Kent Hills, et nous avons utilisé 197 millions de dollars du produit pour racheter par anticipation toutes les débetures sans recours en circulation de CHD. En février 2018, nous avons annoncé le rachat anticipé d'un billet de premier rang de 500 millions de dollars américains venant à échéance en mai 2018. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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.

En 2016 et en 2017, 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 axée sur le projet de 260 millions de dollars, 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 axée sur le projet de 202,5 millions de dollars, 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, dont le capital et les intérêts sont payables semestriellement, 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.

De 2019 à 2020, des titres d'emprunt totalisant environ 941 millions de dollars viendront à échéance. Nous prévoyons refinancer une partie de ces titres arrivant bientôt à échéance en empruntant environ 300 millions de dollars à 400 millions de dollars de fonds garantis par nos flux de trésorerie contractuels. Nous prévoyons également poursuivre notre stratégie de désendettement du fait qu'une partie de nos flux de trésorerie disponibles au cours des trois exercices sera affectée à la réduction de la dette.

En 2017, nous avons reçu un montant de 325 millions de dollars américains (417 millions de dollars) de FMG pour la vente de la centrale électrique de Solomon. Nous nous attendons aussi à recevoir un montant de 215 millions de dollars du Balancing Pool, le 31 mars 2018, relativement à la résiliation du CAÉ des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance. Le 2 février 2018, nous avons annoncé notre intention d'utiliser nos liquidités existantes pour rembourser par anticipation un billet de premier rang libellé en dollars américains de 500 millions de dollars américains venant à échéance en mai 2018. Pour plus de renseignements, voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. Ces événements nous donnent une plus grande souplesse financière pour exécuter notre plan de désendettement.

Le 18 janvier 2017, nous avons renouvelé notre prospectus préalable de base qui permet l'émission, de temps à autre, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de premier rang, de bons de souscription et de titres de créance d'un capital global d'au plus 2,0 milliards de dollars (ou son équivalent en d'autres monnaies). Nous avons aussi un prospectus préalable de base simplifié déposé au Canada qui permet l'émission, de temps à autre, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de premier rang, de bons de souscription et de titres de créance. Les modalités particulières de tout placement de titres seront établies à la date d'émission.

Le 1^{er} mars 2018, nous avons annoncé notre intention de demander l'approbation de la Bourse de Toronto pour une OPRA dans le cours normal des activités. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

L'affaiblissement du dollar américain a réduit nos soldes sur la dette à long terme de 113 millions de dollars en 2017. 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 l'exercice, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Aux 31 décembre	2017	2016
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) et créances au titre de contrats de location-financement	(61)	(35)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette ¹	(45)	(29)
Couvertures économiques et autres	(7)	(3)
Total	(113)	(67)

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Le 24 juillet 2017, TransAlta Renewables a conclu une entente de facilité de crédit consortiale de 500 millions de dollars. En même temps, nous avons convenu de réduire notre facilité du même montant de sorte que les facilités de crédit consortiales consolidées ont été maintenues à 1,5 milliard de dollars. Par conséquent, au 31 décembre 2017, nos facilités de crédit consenties totalisaient toujours 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016). Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au total, un montant de 1,4 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) était disponible. Au 31 décembre 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), ce qui correspondait à des emprunts réels de néant (néant au 31 décembre 2016) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1 milliard de dollars, venant à échéance en 2021, une facilité bancaire consortiale consentie de 500 millions de dollars venant à échéance en 2021 à TransAlta Renewables, une facilité de crédit bilatérale de 200 millions de dollars américains venant à échéance en 2020 et trois facilités de crédit bilatérales totalisant 240 millions de dollars venant à échéance en 2019.

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 et de Mass Solar de 1 021 millions de dollars (845 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 troisième 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 2018. Au 31 décembre 2017, des liquidités de 35 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) étaient assujetties à ces conditions financières. Une tranche de 30 millions de dollars du produit tiré du financement du projet KHWLP est détenue dans un compte de réserve de construction et sera libérée au moment de la mise en service.

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 2017. Toutefois, au 31 décembre 2017, un montant de 1 million de dollars en trésorerie a été déposé dans certains comptes de réserve qui ne permettent pas l'utilisation de lettres de crédit et n'était pas disponible pour une utilisation à des fins générales.

¹ Au premier trimestre de 2017, nous avons mis fin à la comptabilité de couverture pour les couvertures de flux de trésorerie de dettes libellées en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Voir la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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 101 millions de dollars au 31 décembre 2017 (337 millions de dollars en 2016), une baisse de 226 millions de dollars. Notre fonds de roulement a diminué d'un exercice à l'autre en raison de la hausse des impôts exigibles à payer découlant de la vente de la centrale de Solomon et de la hausse de la tranche de la dette à long terme à payer d'ici un an (cette année, nous avons un billet de premier rang de 500 millions de dollars américains à rembourser, comparativement à un billet de premier rang de 400 millions de dollars américains l'an dernier). L'an dernier, le fonds de roulement comprenait des actifs de 61 millions de dollars classés comme détenus en vue de la vente et liés à l'installation éolienne de Wintering Hills. Si on exclut la tranche courante de la dette à long terme de 747 millions de dollars, l'excédent des actifs courants sur les passifs était de 848 millions de dollars au 31 décembre 2017 (976 millions de dollars en 2016), soit une diminution de 128 millions de dollars attribuable essentiellement attribuable aux impôts exigibles à payer plus élevés en 2017 et aux actifs de 61 millions de dollars liés à l'installation éolienne de Wintering Hills compris dans le fonds de roulement en 2016.

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	1 ^{er} mars 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	287,9	287,9	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 2017, nous détenons 64,0 % (64,0 % en 2016) dans TransAlta Renewables. 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 attribuables aux actions ordinaires dans TransAlta Renewables a augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les flux de trésorerie stables et prévisibles générés par les actifs de TransAlta Renewables ont donné lieu à des évaluations favorables de la part des investisseurs, permettant ainsi à TransAlta de mobiliser des capitaux.

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 débetures 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 débeture 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 les actifs canadiens.

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. Les flux de trésorerie stables et prévisibles générés par ces actifs ont donné lieu à des évaluations favorables de la part des investisseurs, permettant ainsi à TransAlta de mobiliser des capitaux.

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 TransAlta Cogeneration L.P. («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	2017	2016	2015
Intérêt sur la dette	218	218	218
Produit d'intérêts	(7)	(2)	(2)
Perte au titre du rachat des obligations	6	1	-
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(9)	(16)	(9)
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	19	10
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills	-	(10)	9
Divers	(3)	(4)	-
Désactualisation des provisions	21	20	21
Charge d'intérêts nette	247	229	251

En 2017, nous avons raffiné la catégorisation des intérêts payés sur la dette, essentiellement pour présenter séparément les frais liés à la facilité de crédit. Les données des périodes antérieures ont été retraitées en conséquence.

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 débetures 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.

La charge d'intérêts nette de 2016 a diminué par rapport à celle de 2015, en raison surtout de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif liés au projet de la centrale de South Hedland et de la reprise de la composante intérêts courus de la provision au titre de l'unité 1 de la centrale de Keephills. Voir la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par la hausse des frais liés à la facilité de crédit, des frais bancaires et autres 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 déclarés chaque trimestre sur actions ordinaires et sur actions privilégiées en 2017 :

Date de déclaration	Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
		A	B	C	E	G
19 avril 2017	0,04	0,16931	0,15645	0,28750	0,31250	0,33125
18 juillet 2017	0,04	0,16931	0,16125	0,25169	0,31250	0,33125
30 octobre 2017	0,04	0,16931	0,17467	0,25169	0,32463	0,33125

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, 3,9 millions d'actions ordinaires ont été émises aux actionnaires ayant choisi de réinvestir leurs dividendes, pour un montant de 18 millions de dollars. Le 14 janvier 2016, nous avons suspendu le régime Dividende Bonifié^{MC} réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires.

Le 2 février 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2018. La Société a aussi déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2018, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,17889 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,32463 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

Participations ne donnant pas le contrôle

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. La reconduction 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.

Le résultat net présenté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a augmenté de 13 millions de dollars, en regard de celui de 2015, pour s'établir à 107 millions de dollars, en raison surtout de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires additionnelles de TransAlta Renewables pour financer ses investissements dans les portefeuilles en Australie et au Canada réalisés respectivement en mai 2015 et en janvier 2016. Le résultat net pour 2016 comprend un profit de 191 millions de dollars attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découlant de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga.

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 ajustée était de 86 % à 88 % pour 2017.

En 2017, la disponibilité, compte tenu de l'ajustement lié à la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis, s'est chiffrée à 86,8% (89,2% en 2016 et 89,0% en 2015), en baisse par rapport à l'exercice précédent. Cette baisse s'explique essentiellement par l'augmentation des interruptions et les réductions de capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada, par des travaux d'entretien planifiés à la centrale de Sarnia et par la conversion de notre centrale de Windsor en une centrale à charge de pointe. Le projet de conversion par cycles de la centrale de Windsor a également eu une incidence sur la disponibilité enregistrée depuis le début de l'exercice. La baisse de la disponibilité a eu très peu d'incidence sur nos résultats en raison du contexte de bas prix actuel en Alberta, dans la région du nord-ouest Pacifique et en Ontario.

Disponibilité ajustée (%)



La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a reculé de 1257 GWh par rapport à celle de 2016. La cessation des activités de notre centrale alimentée au gaz de Mississauga au 1^{er} janvier 2017 et la hausse du nombre d'interruptions et de réductions de capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada ont été les facteurs déterminants de la diminution de la production pour l'exercice. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la hausse de la production du secteur Australie attribuable à la mise en service de la centrale de South Hedland et une forte demande de la clientèle. Le secteur Charbon aux États-Unis a eu une production supérieure à celle de 2016, en raison d'une répartition économique plus faible au premier trimestre de 2017 attribuable à une légère hausse des prix. La hausse des ressources hydrauliques dans le secteur Hydroélectricité a aussi contribué à l'augmentation de la production en 2017. Aux termes du nouveau contrat de la centrale de Mississauga conclu avec la SIERE de l'Ontario, nous continuerons de recevoir des paiements de capacité mensuels de la SIERE jusqu'au 31 décembre 2018.

Production (GWh)



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, y compris une plus grande efficacité de production, une diminution des coûts et l'amélioration de la consommation spécifique de chaleur. Depuis 2015, nous avons réduit nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la production d'environ 7 %, pour passer de 418 millions de dollars à 383 millions de dollars.

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	2017	2016	2015
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison – production	412	396	418
Coûts du projet Greenlight inclus dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration :			
Charbon au Canada	(20)	-	-
Charbon aux États-Unis	(2)	-	-
Gaz, Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité	(7)	-	-
Montant ajusté des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison – production	383	396	418

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	2017	2016	2015
Dépenses d'investissement courantes	69	83	101
Dépenses d'investissement liées aux mines	28	23	25
Entretien planifié d'envergure	121	148	162
Contrats de location-financement	17	16	13
Total des dépenses d'investissement de maintien	235	270	301
Dépenses d'investissement liées à la productivité	24	8	6
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	-	2	4
Total des dépenses d'investissement de maintien, des dépenses d'investissement liées à la productivité et des dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	259	280	311
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	-	(1)	(25)
Montant net	259	279	286

La perte de production découlant des activités d'entretien d'envergure planifiées se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
GWh perdus ¹	1 234	938	1 409

Le total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité a été inférieur de 20 millions de dollars par rapport à celui de 2016. Alors que nous avons diminué notre cible pour les dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice, nous avons augmenté les dépenses d'investissement liées à la productivité prévues en 2017 puisqu'elles se rapportent au financement de certaines initiatives du projet de transformation Greenlight. Dans certains cas, le délai de récupération devrait être d'au plus deux ans. Nous avons procédé aux interruptions importantes planifiées des unités 5 et 6 de la centrale de Sundance, des unités 2 et 3 de la

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 de répartition économique.

centrale de Keepphills, de l'unité 1 de la centrale de Sheerness, de l'unité 2 de la centrale de Centralia, de la centrale de Sarnia et de la centrale de Windsor, ainsi qu'à la révision importante de l'une de nos pelles à benne traînante à la mine de Highvale.

Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

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

Centrale de South Hedland et conversion des actions de catégorie B

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, nous avons converti les 26,1 millions d'actions de catégorie B dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de notre participation en capitaux propres attribuable aux actions ordinaires 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. TransAlta Renewables a également annoncé une hausse de son taux de dividende mensuel d'environ 7 %.

Le 1^{er} août 2017, FMG a indiqué à TransAlta qu'à son avis, la centrale de South Hedland ne respectait pas encore les critères de rendement requis en vertu du CAÉ de South Hedland conclu entre FMG et TransAlta. À notre avis, toutes les conditions visant l'atteinte des critères de l'exploitation commerciale ont été pleinement respectées aux termes du CAÉ conclu entre FMG et TransAlta. Horizon Power, entreprise de services publics qui achète la majorité de la production d'énergie solaire de la centrale à prix fixe, a confirmé sans débat qu'un niveau d'exploitation commerciale avait été atteint. Le 13 novembre 2017, FMG a signifié un avis de résiliation du CAÉ.

Nous sommes d'avis que cette résiliation n'est pas valide, de sorte que nous continuons de facturer FMG pour sa capacité mensuelle. Le 4 décembre 2017, nous avons intenté des procédures devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale afin de recouvrer des montants facturés à FMG aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland.

Projet du parc éolien de Kent Hills

Au cours du deuxième trimestre, TransAlta Renewables a conclu un contrat à long terme 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. 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 celles des projets des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

La capacité de production supplémentaire de 17,25 MW du parc éolien de Kent Hills est un projet d'expansion de l'actuel parc éolien de Kent Hills, qui permettra d'accroître sa capacité de production à environ 167 MW. La construction devrait débuter au printemps 2018.

Le 2 octobre 2017, la filiale en propriété majoritaire indirecte de TransAlta Renewables, Kent Hills Wind LP, a réalisé un placement d'obligations d'environ 260 millions de dollars dans le cadre d'un placement privé, obligations garanties, entre autres, par une charge de premier rang sur tous les actifs de Kent Hills Wind LP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux annuel de 4,454 %, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement, et viendront à échéance le 30 novembre 2033. Le produit tiré du placement a été utilisé en partie pour rembourser par anticipation des dettes arrivant à échéance et pour financer le projet d'expansion, déduction faite d'une tranche de 30 millions de dollars détenue dans un compte de réserve de construction. L'autre tranche du produit a été distribuée aux partenaires du projet du parc éolien de Kent Hills.

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 est une façon novatrice de produire de l'électricité propre. 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. Lorsque la production d'énergie deviendra excédentaire durant les périodes de faible demande, l'eau sera pompée du réservoir inférieur et stockée dans le réservoir supérieur en vue d'être utilisée ultérieurement. Lorsque la demande augmentera et que la production à partir d'autres sources d'énergie renouvelable ne suffira pas, l'eau s'écoulera par gravité à travers une turbine pour produire de l'électricité propre. 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.

Nous nous affairons actuellement à trouver une voie qui nous permettra d'accélérer nos investissements dans le projet et de conclure un contrat à long terme. Le projet de centrale à réserve pompée sur la rivière Brazeau devrait offrir une nouvelle capacité variant entre 600 MW et 900 MW, ce qui portera la capacité totale de la centrale de 955 à 1 255 MW, à l'achèvement des travaux. Nous estimons que l'investissement se situera dans une fourchette de 1,8 milliard de dollars à 2,5 milliards de dollars et prévoyons que les travaux de construction commenceront dès la conclusion d'un contrat à long terme et la réception des approbations réglementaires, soit entre 2020 et 2021, et que les activités débuteront en 2025. En 2017, nous avons investi environ 6 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.

Autres projets de croissance

Nos plans visant la construction, la propriété et l'exploitation des projets suivants vont bon train :

- Le projet de parc éolien d'Antelope Coulee – projet de parc éolien situé dans le sud-ouest de la Saskatchewan, constitué de 55 turbines, d'une capacité totale de 100 MW à 200 MW, selon la taille approuvée du projet. Si le projet est accepté, les travaux de construction pourraient commencer en 2020 et sa mise en service, au plus tard en septembre 2021. S'il se réalise, le parc devrait produire annuellement jusqu'à 800 000 MWh d'électricité, soit suffisamment pour alimenter plus de 80 000 foyers.
- Le projet de parc éolien de Garden Plain – projet de parc éolien situé près de Drumheller, en Alberta, constitué de 36 turbines, d'une capacité totale d'environ 130 MW. Nous sommes sur le point de finaliser la conception du projet et nous nous préparons à soumettre une demande auprès de l'AUC pour l'approbation du permis de construction, qui est attendue en mars 2018. Si l'installation est construite, le projet devrait produire annuellement 455 000 MWh d'électricité, et alimenter en électricité quelque 50 000 foyers.
- Le parc éolien de New Colony – projet de parc éolien dans une zone de friche situé à Martinsdale, au Montana, comprend 7 turbines, d'une capacité totale d'environ 23,1 MW. Le projet en est aux dernières étapes de l'élaboration et si la construction va de l'avant, le projet devrait produire 75 000 MWh d'électricité par année.
- Le projet solaire de Goonumbla – projet solaire situé dans l'état de New South Wales, à environ 350 km de Sydney, comprenant des panneaux solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 70 MW. Les permis nécessaires ont été obtenus et une entente d'interconnexion a été conclue avec un gestionnaire de réseau de transport. Un entrepreneur d'expérience en ingénierie, en approvisionnement et en construction a été choisi.

En 2015, nous avons conclu deux transactions et acquis :

- Des actifs de production d'énergie renouvelable de 71 MW entièrement assujettis à des contrats pour une contrepartie en trésorerie de 76 millions de dollars américains ainsi que la prise en charge de certaines obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette sans recours de 42 millions de dollars américains. Les actifs acquis comprennent des centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts et le parc éolien de 50 MW situé à Lakeswind, au Minnesota. Les actifs font l'objet de CAÉ à long terme d'une durée de 20 à 30 ans.
- Dans le cadre de la restructuration de notre contrat de Poplar Creek, nous avons fait l'acquisition de l'installation d'énergie éolienne de Kent Breeze de 20 MW située en Ontario, qui fait l'objet d'un contrat de 20 ans avec la SIERE

de l'Ontario et d'une participation de 51 % dans l'installation d'énergie éolienne de 88 MW non visée par des contrats en Alberta. Notre participation dans l'installation d'énergie éolienne en Alberta a été vendue au début de 2017.

Au cours de 2015, nous avons reçu de l'AUC l'approbation de construire et d'exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 856 MW en Alberta. Le projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance a obtenu toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation avec la réception, le 1^{er} octobre 2015, de l'approbation de l'Alberta Environment and Parks relative à la loi intitulée Environmental Protection Enhancement Act. La construction de l'unité 7 de la centrale de Sundance ne commencera pas tant qu'une partie importante de la capacité de la centrale ne fera pas l'objet d'un contrat. Compte tenu des changements survenus dans la conjoncture du marché en Alberta au cours des derniers exercices, nous ne prévoyons pas que cette condition sera remplie avant le début de la prochaine décennie. En décembre 2015, nous avons racheté la participation de 50 % de notre partenaire dans TAMA Power, l'entité contrôlée conjointement développant ce projet, pour une contrepartie de 10 millions de dollars payable sur cinq ans, avec une option permettant au partenaire d'adhérer à ce projet ou à d'autres projets de TAMA Power durant cette période.

Greenlight, projet de transformation de l'entreprise

Notre projet de transformation fait partie de nos grandes priorités. Ce projet, qui rallie tous les employés, vise à apporter d'importantes améliorations à tous les aspects de la Société. Nous mettrons donc sur pied diverses initiatives visant à accroître nos produits, améliorer la production, réduire les coûts d'exploitation et d'entretien, diminuer les coûts indirects et les coûts de financement, et optimiser nos dépenses d'investissement. Nous prévoyons que le projet Greenlight permettra de réaliser des économies durables avant impôts d'un montant variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars par année, à compter de 2018. Nous sommes en voie d'atteindre les objectifs d'économies annuels que nous nous étions fixés. En 2017, le coût de ce programme a été en grande partie contrebalancé par des réductions de coûts et des gains de productivité. Nous prévoyons investir encore de 10 à 20 millions de dollars dans ce programme en 2018. Nous prévoyons également en 2018 des dépenses d'investissement liées à la productivité de 20 millions de dollars à 30 millions de dollars.

Profil contractuel

Environ 65 % 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 devrait ajouter des flux de trésorerie contractuels stables jusqu'à la fin du contrat de 25 ans. En 2015, d'importants contrats ont été prolongés pour les centrales de Poplar Creek, Windsor et Parkeston, dont les détails sont fournis ci-dessous. La durée moyenne de ces contrats est d'environ 19 ans.

Poplar Creek

À la fin de 2015, nous avons conclu la restructuration de l'entente contractuelle visant les services de production d'électricité avec Suncor aux installations de base des sables bitumineux de Suncor près de Fort McMurray et l'acquisition de la participation de Suncor dans deux projets éoliens situés en Alberta et en Ontario.

La centrale de cogénération à Poplar Creek a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. Aux termes de la nouvelle entente, Suncor a fait l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport auprès de TransAlta. De plus, Suncor avait la pleine responsabilité du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris la responsabilité de l'ensemble des dépenses d'investissement, et le droit d'utiliser les générateurs à gaz de TransAlta à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. Nous fournissons à Suncor du soutien technique afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de toute la centrale de cogénération Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Dans le cadre de l'entente, nous avons fait l'acquisition de l'installation éolienne de Kent Breeze de 20 MW de Suncor située en Ontario, ainsi que de la participation de 51 % de Suncor dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills de 88 MW située en Alberta. L'installation de Kent Breeze fait l'objet d'un contrat de 20 ans avec la SIERE de l'Ontario. Le 26 janvier 2017, nous avons annoncé la vente de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars.

La transaction visant Poplar Creek crée de la valeur en reportant l'échéance du contrat de 2023 à 2030, alors que la vente de Wintering Hills atténue notre exposition au marché de capacité marchande en Alberta et permet d'injecter des liquidités à court terme et d'accroître la souplesse financière afin de rembourser la dette. En outre, nous avons accru notre capacité à tirer parti de notre participation dans la centrale de cogénération de Poplar Creek en concluant à la fin de décembre un placement privé d'obligations, d'un montant en capital de 202,5 millions de dollars, qui viennent à échéance en 2030 et sont garanties par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur ayant émis ces obligations, ce qui nous permet de réduire davantage la dette de la Société.

Windsor

En 2015, nous avons conclu un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec la SIERE de l'Ontario pour notre centrale de Windsor, en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Le contrat est semblable au contrat signé en 2013 pour notre centrale d'Ottawa. En vertu du nouveau contrat, jusqu'à 72 MW de la capacité de la centrale peuvent être répartis. Le nouveau contrat procure à cette centrale des résultats stables à long terme.

Parkeston

En 2015, nous avons prorogé notre CAÉ afin d'alimenter en énergie les mines de Kalgoorlie Consolidated Gold Mines au moyen de notre participation dans la centrale de Parkeston de 55 MW. Ce contrat reporte l'expiration du contrat précédent jusqu'en octobre 2026 et comporte des options permettant sa résiliation anticipée par l'une ou l'autre des parties à compter de 2021. Ce contrat prorogé continuera à générer des flux de trésorerie stables pour l'entreprise.

Au cours des quatre derniers exercices, nous avons presque triplé la durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle de nos centrales alimentées au gaz, la faisant passer de 6 ans à 19 ans.

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 2017, nous avions un effectif de 2 228 employés (2 341 en 2016). Ce chiffre a diminué de 4 % depuis le dernier exercice, après diverses initiatives de restructuration visant à réduire les coûts et à accroître l'efficacité.

Environ 57 % de nos employés sont syndiqués. 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 décentralisé axé sur les affaires, dans le secteur Charbon et extraction minière, le secteur Gaz et énergies renouvelables, le secteur Australie, et le secteur Commercialisation et négociation de l'énergie définis comme nos quatre grands secteurs d'activité. Notre secteur Siège social supervise nos activités et définit notre stratégie.

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 dépassent le plafond prévu par la *Loi de l'impôt sur le revenu*. Le régime à prestations définies complémentaire a été fermé le 31 décembre 2015 et un nouveau régime à cotisations définies complémentaire à l'intention 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 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 2017, nous avons lancé un forum sur le leadership en matière de changement à l'intention de nos directeurs généraux et, en 2018, ce programme sera aussi offert aux gestionnaires. La formation de deux jours est axée sur la transformation organisationnelle et plus particulièrement sur les principales barrières au changement.

En 2017, nous avons mis en place un programme de formation en leadership de six mois (intermittent) intitulé Elevate et destiné à nos cadres intermédiaires. Nous avons ainsi formé environ 75 leaders de la Société. 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. En 2018, nous poursuivons ce programme en insistant sur la formation de nos professionnels et de nos conseillers. Nos professionnels seront appuyés par nos leaders qui ont déjà participé au programme en 2017.

En plus du programme Elevate, nous avons lancé un 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. Comme tout le personnel doit participer au cours (environ 700 employés ou 30 % de l'effectif au cours des neuf derniers mois), ce qu'on y apprend fait maintenant partie de notre façon de travailler. 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, courriels), sur les façons de tirer le meilleur de nos employés (mentorat, influence) et sur la santé (santé organisationnelle et résilience personnelle).

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. Jusqu'alors, elle était seulement axée sur la sécurité au travail, mais tient également compte, dorénavant, de l'entretien préventif (ciblé vers la sécurité). En collaboration avec ScottishPower, chef de file en matière de sécurité, nous avons lancé notre politique de gestion de la sécurité selon une approche en deux volets. Cette politique 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. À cette politique s'ajoute notre programme sur l'intégrité opérationnelle, dont le but est de prévenir tous les risques liés à notre équipement en définissant et en évaluant des mesures de rendement et des limites de fonctionnement critiques pour la sécurité. La sécurité préventive est une autre façon de penser l'intégrité opérationnelle.

La politique et l'approche ont permis de progresser et d'obtenir des résultats. En 2017, notre taux de fréquence des blessures était de 0,72 (0,85 en 2016). 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. Heureusement, nous n'avons enregistré aucune perte de vie au cours des trois derniers exercices. Notre taux de fréquence des blessures cible pour 2018 est de 0,53, ce qui correspond à une diminution de 20 % par rapport à 2017.

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 par la suite. En 2017, le taux de fréquence totale des incidents s'est établi à 3,54. Nous visons un taux de fréquence totale des incidents de 2,83 en 2018, 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	2017	2016	2015
Taux de fréquence des blessures	0,72	0,85	0,75
Taux de fréquence totale des incidents	3,54	-	-

Chaque année, nous récompensons nos installations pour leur leadership en matière de sécurité. Cette année, le prix du président pour le leadership en matière de sécurité a été décerné à l'équipe de cogénération du Centre des sciences de la santé d'Ottawa. Notre centrale de cogénération à Ottawa alimente l'Hôpital d'Ottawa. Cette installation et son équipe n'ont enregistré aucun arrêt de travail causé par une blessure depuis plus de six ans — et cet effort ne vient pas

uniquement de nos employés. Plus de 100 entrepreneurs ont enregistré plus de 50 000 heures de travail sans le moindre arrêt de travail causé par une blessure. Notre équipe de l'installation de Sarnia a aussi fait preuve d'un grand leadership en matière de sécurité en 2017. L'équipe compte 300 000 heures de travail sans blessure en 2017 seulement et 1,15 million d'heures depuis la dernière blessure.

Capital intellectuel

Le capital intellectuel chez TransAlta est un autre facteur clé de la création de valeur. La culture de nos employés est appuyée par une approche à long terme et durable, comme en témoigne notre historique de plus de 100 ans en affaires. Un engagement à long terme se prête bien à l'estime et à la reconnaissance de la marque, ce à quoi nous accordons beaucoup de valeur et que nous ne tenons pas pour acquis. Nous sommes d'avis que notre stratégie d'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.

L'expérience et la perspicacité de nos employés rehaussent encore notre création de valeur au titre du capital intellectuel, comme en fait foi le projet Greenlight, notre processus interne de transformation sur 18 mois. 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 le début du projet, nous avons réalisé 900 initiatives ascendantes.

Nous croyons que les bouleversements sur le marché mondial sont là pour rester et nous savons que si nous voulons être capables de nous adapter au rythme du changement et demeurer concurrentiels, nos employés doivent être agiles, savoir s'adapter et travailler plus intelligemment et plus 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.

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. En témoigne notre tendance en matière d'incidents de sécurité, qui ont diminué en 2017 : le taux de fréquence des blessures s'est chiffré à 0,72 (0,85 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.

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 le plus important producteur 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 2030, nous continuerons de chercher des solutions pour innover et créer de la valeur pour les investisseurs, la société et l'environnement. Nous avons par exemple annoncé l'accélération de nos plans de conversion du charbon au gaz, l'expansion du parc éolien de Kent Hills au Nouveau-Brunswick, le développement solaire proposé à New South Wales, en Australie, et l'évaluation de l'expansion proposée de la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau, une centrale à réserve pompée de 600 à 900 MW qui doublera notre capacité hydroélectrique en Alberta. L'hydroélectricité est une énergie propre comparativement au charbon et au gaz et a une durée de vie à long terme. Nous continuerons d'exploiter les actifs hydroélectriques acquis au début du 20^e siècle.

Nous nous efforçons de rester à l'affût 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>.

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 éléments ayant une plus grande incidence sur notre rendement social et relationnel sont la santé et la sécurité du public, un comportement anticoncurrentiel et les efforts visant à favoriser de meilleures relations et conditions avec l'ensemble des parties prenantes, plus particulièrement les groupes autochtones. Tous les ans, nous visons à nous améliorer dans chacun de ces volets.

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 nous protéger des risques suivants :

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

Lorsqu'elle traite des questions liées à la responsabilité des occupants, l'équipe de Sécurité interne établit des liens avec les parties prenantes pour mettre en place des contre-mesures de sécurité et des contrôles appropriés pour prévenir ou réduire les risques identifiés. Par exemple, en 2017, nous avons réduit le risque de saut de falaise à proximité de nos installations hydroélectriques à l'ouest de Calgary. Nous avons accru la sensibilisation grâce à une approche collaborative faisant appel à plusieurs organismes et resserré les délimitations grâce à l'introduction de ressources naturelles comme du feuillage et de gros blocs rocheux pour bloquer l'accès des véhicules aux endroits propices à sauter.

Un projet de signalisation de sécurité a été lancé dans l'ensemble de nos installations hydroélectriques dans la vallée de Canmore et dans la région de Seebe. Nos partenaires ont appuyé cette initiative comme suit :

- ATCO a interdit l'accès à son installation en installant des clôtures.
- Le Canadien Pacifique a placé de la signalisation et fait appel à des patrouilles.
- Les services d'urgence de la Nation Stoney ont intensifié leurs patrouilles et leur signalisation.

Nous avons aussi coordonné des patrouilles dans la région en collaboration avec Parcs Canada, la GRC et des agents chargés de faire appliquer les règlements. De plus, des endroits propices à sauter ont été démantelés par des propriétaires de la région.

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 2017, nous avons eu une fuite de dioxyde de soufre à la centrale alimentée au charbon de Centralia.

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, les émissions de GES et la pollution de l'air attribuables à nos actifs existants seront grandement réduites dans les cinq prochaines années à la suite de la vente de la centrale de Solomon à FMG et au fur et à mesure de la mise en œuvre de notre stratégie de conversion du charbon au gaz. Les émissions de GES dues au charbon seront réduites d'environ 60 % ou 12 millions de tonnes d'éq. CO₂. Nous captions actuellement 80 % des émissions de mercure de nos centrales au charbon, mais les émissions de mercure après la combustion du charbon seront éliminées grâce à la conversion. Les émissions de particules fines et de dioxyde de soufre seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables après la combustion de charbon et de diesel. Nos émissions de dioxyde d'azote seront aussi réduites d'environ 50 %.

Relations et partenariats avec les groupes autochtones

Nos efforts à cet égard visent à établir de solides relations avec les groupes autochtones et les Métis, à reconnaître et à respecter leurs droits, et à les inclure dans les premières étapes des projets ou des développements applicables. 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. 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. 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 2017, nous avons appuyé un programme de leadership autochtone au Banff Centre for Arts and Creativity. Environ 250 leaders autochtones de plus de 120 communautés ont participé. Avec l'appui de TransAlta et d'autres partenaires,

le Banff Centre a octroyé des bourses d'études à 191 leaders issus de 102 communautés autochtones du Canada, leur donnant ainsi la possibilité de participer au programme de leadership autochtone.

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

Nos parties prenantes sont des personnes. Peu importe qui elles représentent, notre objectif est d'agir dans le meilleur intérêt de la Société et de créer de la valeur pour toute la chaîne de nos parties prenantes. 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.

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 réactifs, 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. Nous explorons aussi actuellement l'expansion de notre centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau, qui, encore une fois, fait appel à la collaboration, à la participation et à l'approbation de nombreuses parties prenantes.

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. Il nous aide à répondre aux exigences en matière de consultation avec les parties prenantes et les groupes autochtones et à produire des rapports (notamment des rapports à l'intention des gouvernements) qui attestent de nos efforts d'engagement 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 au moyen de la ligne d'aide en matière d'éthique confidentielle ou en lui écrivant directement. Les renseignements pour communiquer avec le conseil se trouvent à la rubrique «Système de dénonciation» du présent rapport. Les actionnaires et les autres parties prenantes peuvent communiquer avec le conseil de façon anonyme, si elles le désirent. La Société a aussi adopté une politique d'engagement des actionnaires qui décrit l'approche du conseil d'administration pour la communication avec les actionnaires. 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 continuera d'évaluer ses pratiques en tenant compte des nouvelles initiatives ou des nouveaux développements en matière de gouvernance.

Faits saillants

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 :

- Gestion de la consommation et des coûts de l'énergie
- Atténuation de l'exposition aux risques de cours de marché et aux volumes
- Des 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.

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, comme l'expansion de la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau, 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

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, nous cherchons des solutions favorables pour nos travailleurs et les collectivités dans les environs de nos installations. Notre projet de conversion des centrales au charbon en centrales au gaz permet de maintenir des emplois pendant cette période, de conserver les emplois du secteur, et de réaffecter certains de nos effectifs dans d'autres centrales ou aux projets de croissance des énergies renouvelables. 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 l'importance d'établir des échéanciers assez longs pour la transition afin d'éviter autant que possible les interruptions et les incidences économiques négatives, d'offrir du soutien à la remise en valeur des centrales, et de fournir des fonds pour la formation et la diversité économique.

Investissements dans les collectivités

En 2017, TransAlta a remis 2,6 millions de dollars sous forme de dons et de commandites (2,5 millions de dollars en 2016). 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 1,28 million de dollars et remis plus de 0,2 million de dollars à Centraide pour le financement de programmes d'éducation.

En 2017, 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, la Southern et la 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 Calgary Stampede (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 et la fermeture de deux unités à la centrale Centralia, une en 2020 et l'autre en 2025.

En 2017, les faits saillants des investissements sous forme d'attribution comprennent la construction d'un projet d'énergie solaire de 86 kW à l'école secondaire Tenino et la construction d'un projet solaire photovoltaïque de 56 kW pour la bibliothèque du collège de Centralia (les deux projets réduisant les factures d'électricité et les émissions de CO₂). Un nouveau système de bouilloires est prévu pour l'école primaire de Toledo en 2018. Les projets qui font la promotion d'une transition vers une économie verte dans l'État de Washington se poursuivront jusqu'en 2025.

Capital naturel

Nous continuons d'accroître la valeur des activités liées au capital naturel, tout en réduisant notre empreinte carbone. Le BAIIA aux fins de comparaison de la production d'énergie renouvelable s'est chiffré à 289 millions de dollars en 2017 (277 millions de dollars en 2016). Nos produits provenant des crédits d'émission de carbone se sont établis à 27,7 millions de dollars en 2017 (29 millions de dollars en 2016). En outre, la plus-value du capital naturel issue de l'innovation était de l'ordre de 25 millions de dollars à 35 millions de dollars, et est attribuable principalement à la vente de sous-produits du charbon, mais aussi en partie au recyclage de déchets.

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
BAIIA aux fins de comparaison lié à la production d'énergie renouvelable	289	277	249
Produits tirés des crédits d'émission de carbone	27,7	29,0	18,9
Émissions de GES (en millions de tonnes d'éq. CO ₂)	29,9	30,7	32,2

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 ressources d'énergies renouvelables écologiques 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 cette transition. En 2017, nous avons accéléré la transition du charbon au gaz. Nous planifions convertir au gaz six de nos centrales au charbon d'ici 2022. En 2025, la capacité de production des actifs devrait provenir entièrement du gaz et des énergies renouvelables.

Quel que soit le type de combustible, nous accordons la priorité à la conformité aux règles environnementales et à la diminution des répercussions sur l'environnement afin de nous assurer de pouvoir offrir 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. Les incidences importantes que nous pouvons gérer et suivre comprennent 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.

Dans les territoires où nous exerçons nos activités, les législateurs ont proposé et adopté des règlements visant l'abandon, au fil du temps, de l'utilisation de technologies auxquelles nos centrales alimentées au charbon existantes font appel. Nos centrales alimentées au gaz et au charbon peuvent également engager des coûts pour réduire leurs émissions de carbone, selon le territoire où elles sont situées. Nos centrales faisant l'objet de contrats peuvent généralement recouvrer ces coûts auprès des clients. À l'opposé, nos centrales alimentées aux énergies renouvelables peuvent réaliser la pleine valeur de leurs éléments environnementaux. Nous continuons de surveiller de près les progrès et les risques associés aux modifications de la législation environnementale pour nos activités futures.

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.

Nos initiatives environnementales incluent ce qui suit :

- Croissance de l'énergie renouvelable et portefeuille de crédits compensatoires: Au cours des dix derniers exercices, nous avons ajouté environ 1 300 MW en capacité d'énergie renouvelable. En 2017, 360 MW de notre capacité éolienne en Alberta pouvaient générer des crédits compensatoires à raison de 20 \$ la tonne d'éq. CO₂. Les produits annuels générés par ces crédits compensatoires variaient entre 10 et 15 millions de dollars. En 2018, conformément aux règlements liés au nouveau programme Alberta Carbon Competitiveness Incentive, notre capacité admissible à produire des crédits compensatoires sera accrue pour inclure la capacité additionnelle de nos centrales éoliennes hydroélectriques. Le prix des crédits compensatoires sera également accru à 30 \$ la tonne d'éq. CO₂. Nous nous attendons à ce que les produits tirés de ces crédits compensatoires en Alberta augmentent d'environ 25 millions de dollars en 2018.
- Contrôles environnementaux et efficacité environnementale: Nous continuons d'apporter des améliorations à l'exploitation et de faire des investissements dans nos centrales actuelles afin de réduire l'impact environnemental de la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure dans toutes nos centrales alimentées au charbon et nous avons atteint un taux de captage du mercure de 80 % dans toutes nos centrales alimentées au charbon. L'unité 3 de notre centrale de Keephills et l'unité 3 de notre centrale de Genesee font appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets d'azote («NO_x») et de captage du dioxyde de soufre («SO₂»). Les projets d'accroissement de la capacité nominale ou d'efficacité énergétique achevés à nos centrales de Keephills et de Sundance, y compris l'accroissement de la capacité nominale de 15 MW finalisé en 2015 à l'unité 3 de la centrale de Sundance, ont amélioré l'efficacité énergétique et réduit les émissions de ces unités.
- Planification: En ce qui concerne les règles environnementales (comme il est expliqué en détail à la sous-rubrique «Réglementation régionale et conformité»), nous analysons la rentabilité de multiples solutions technologiques et de divers modèles d'exploitation afin de préparer les énoncés de travaux appropriés.
- Participation aux politiques: Nous participons activement aux discussions sur les politiques à différents paliers de gouvernement et avec des participants du secteur. Lorsque des retraits de capacité sont exigés, nous sommes en faveur d'une réduction au minimum des besoins de capitaux pour permettre le réinvestissement dans des sources de plus faible intensité durant la période de transition. Dans l'État de Washington, le retrait de notre centrale alimentée au charbon de Centralia a été déterminé dans le cadre d'un accord multipartite. En 2016, nous avons conclu l'entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta pour un montant total de 524 millions de dollars, et un protocole d'entente pour faciliter la conversion de nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz et la mise en place d'un marché de capacité.

En plus de ces initiatives, 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

Nos 67 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 avons exploité nos centrales selon la norme ISO 14001 pendant 18 ans; par conséquent, nos systèmes sont à la fine pointe et nous maîtrisons leur 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 2 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 5 incidents environnementaux significatifs en 2017 (16 incidents en 2016), ce qui est inférieur à notre objectif de 11. Il s'agit d'une année record pour TransAlta, qui reflète l'amélioration continue du suivi, du filtrage et de l'identification des dangers potentiels. Tous les incidents se sont produits dans nos centrales alimentées au charbon. Aucun de ces incidents n'a eu des retombées importantes sur l'environnement.

Voici les incidents environnementaux par type de combustible :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Charbon	5	13	10
Gaz et énergies renouvelables	-	3	2
Total des incidents environnementaux	5	16	12

Les incidents en 2017 comprennent l'expiration d'une autorisation de transfert d'eau, un excédent de SO₂ à la centrale de Centralia, un bris de pompe qui a mené à un déversement imprévu et un déversement d'hydrocarbure qui a contaminé le sol et l'eau souterraine. 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 2018 est de neuf 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 2017 a été de 15 m³ (61 m³ en 2016).

Émissions atmosphériques

En 2017, les émissions atmosphériques ont diminué par rapport à celles de 2016. Elles ont légèrement diminué du fait de la réduction de la production des centrales alimentées au charbon et de la combustion de diesel. Le rendement futur en termes d'émissions atmosphériques de nos actifs existants sera grandement réduit dans les cinq prochaines années à la suite de la vente de la centrale de Solomon à FMG et au fur et à mesure de l'exécution de notre stratégie de conversion du charbon au gaz. Nous captions actuellement 80 % des émissions de mercure de nos centrales au charbon, mais les émissions de mercure après la combustion du charbon seront éliminées grâce à la conversion. Les émissions de particules fines et de dioxyde de soufre seront pratiquement éliminées ou considérées comme négligeables après la combustion de charbon et de diesel. Nos émissions de dioxyde d'azote seront aussi réduites d'environ 50 %.

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Dioxyde de soufre (tonnes)	36 200	39 600	41 800
Oxyde d'azote (tonnes)	44 400	48 400	48 000
Particules fines (tonnes)	5 000	4 900	4 900
Mercure (kilogrammes)	110	130	170

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 2017, nous en avons utilisé 213 millions de m³ et retourné

à la source environ 172 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	2017	2016	2015
Eau utilisée	213	239	258
Eau retournée à la source	172	197	212
Consommation d'eau totale	41	42	46

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 la rivière Bow 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 en exploitation, celle de Whitewood 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 2017, nous avons remis en état 57 acres (23 hectares) à la mine de Highvale, ce qui est inférieur à notre objectif de 74 acres (30 hectares), ce qui s'explique par des utilisations prioritaires simultanées de l'équipement et des conditions météorologiques difficiles (dégel hâtif et pluie) qui ont limité les occasions d'atteindre l'objectif de remplacement de la terre végétale. La mine de Centralia n'est plus activement utilisée comme centrale alimentée au charbon, mais les activités de remise en état se poursuivent. En 2017, nous avons remis en état 16 hectares de terrain. Nous avons ajouté à la mine de Centralia 150 000 sapins de Douglas au cours de la saison de planification de 2017, ce qui porte le total d'arbres plantés depuis 1991 à plus de 1,8 million.

En 2016, nous avons mis hors service la centrale 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 20 000 livres
- 61 nacelles, qui abritent les composantes de la turbine, pesant 22 000 livres
- 19 transformateurs pesant 9 000 livres
- 32 000 litres de pétrole

Nos initiatives de recyclage ont permis de détourner 2 609 000 livres 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.

En 2015, nous avons donné 64 acres de terrain au Wildlife Trust Fund de l'Alberta Fish & Game Association. Le terrain inclut une zone qui a servi de bassin de décantation pour la mine et constitue maintenant un site important du point de vue écologique. Le don s'harmonise avec nos objectifs en matière de participation à la vie de nos collectivités et à notre engagement envers nos parties prenantes.

Déchets

Nos équipes d'exploitation travaillent à minimiser les déchets et à maximiser leur valeur recouvrable. Depuis quelques années, nous avons investi dans du matériel visant la capture des sous-produits découlant de la combustion du charbon, tels la cendre volante, la cendre résiduelle, le gypse et la cénosphère, aux fins de vente future. Ces produits non dangereux ajoutent de la valeur à d'autres produits comme le ciment ou l'asphalte, les panneaux muraux, la peinture et les plastiques. La vente de sous-produits et les produits annuels connexes varient entre 25 millions de dollars et 35 millions de dollars.

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 au cours des trois derniers exercices du fait de la baisse de la production de nos centrales alimentées au charbon.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de GJ)	2017	2016	2015
Charbon	447,4	469,1	483,4
Gaz et énergies renouvelables	49,4	59,2	58,9
Siège social	0,1	0,1	0,1
Total de l'utilisation d'énergie	496,9	528,4	542,4

Émissions des gaz à effet de serre

En 2017, selon nos estimations, 29,9 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,86 tonne par MWh (30,7 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,83 tonne par MWh en 2016) ont été émises dans le cadre des activités d'exploitation normales¹. Nos émissions de GES ont diminué en 2017, principalement en raison de la diminution des émissions de nos centrales alimentées au gaz. En 2017, notre centrale de Mississauga n'était plus opérationnelle, tandis que notre centrale de Windsor avait été convertie en centrale à charge de pointe. En Australie, la combustion de diesel à la centrale de Parkeston et à la centrale de Solomon a diminué. Nos émissions de GES attribuables au charbon ont été relativement stables dans l'ensemble. À la centrale de Centralia dans l'État de Washington, la production a augmenté en

¹ Les données de 2017 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 limites organisationnelles : contrôle opérationnel » énoncée dans le Protocole des GES : norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise. 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 dans lesquelles nous sommes exploitants. 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.

raison de la demande du marché, ce qui a fait augmenter de 1,4 million de tonnes d'éq. CO₂ les émissions de la centrale. Cette augmentation a été contrebalancée par la baisse de production et des émissions en découlant (-1,6 million de tonnes d'éq. CO₂) dans notre portefeuille de centrales au charbon en Alberta.

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de tonnes de CO ₂)	2017	2016	2015
Charbon	27,4	27,7	29,2
Gaz et énergies renouvelables	2,5	3,0	3,0
Total des émissions de GES	29,9	30,7	32,2

Nos émissions totales de GES comprennent des émissions des champs d'application 1 et 2¹. En 2017, les émissions du champ d'application 1 estimatives étaient de 29,7 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.

En 2017, 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. Selon Comptables professionnels agréés Canada («CPA Canada»), nous sommes la seule entreprise au Canada, parmi 75, à présenter des données sur les changements climatiques à l'échelle de tous les 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.

Changements climatiques

Nous croyons en une présentation d'information ouverte et transparente sur les changements climatiques. Notre rapport sur les changements climatiques est inspiré des 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 des incidences des changements climatiques. Pour plus de détails, veuillez consulter la page sur les informations à fournir sur les changements climatiques de notre site Web à l'adresse : <https://www.transalta.com/sustainability/climate-change-disclosure/>.

¹ Selon le protocole des GES des sociétés, 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.

Les risques liés aux changements climatiques sont surveillés grâce à nos processus de gestion du risque à l'échelle de la Société et sont activement gérés. Les possibilités et les risques liés aux changements climatiques relevés sont également passés en revue par notre équipe de direction. Nous établissons 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 nos installations. Cette méthode de modélisation des tarifs d'électricité futurs permet également d'analyser la viabilité des acquisitions. 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. Les risques ou la conformité liés à la réglementation (production d'électricité à partir du charbon), les risques physiques (hydroélectricité et sécheresse/inondation) et les possibilités monétaires (production d'électricité à partir du gaz et d'énergies renouvelables) font partie intégrante de notre stratégie d'affaires.

Notre stratégie d'affaires s'arrime à notre stratégie en matière de changements climatiques, qui est mise en œuvre et gérée à l'échelle des unités fonctionnelles de la Société, et se compose de quatre volets :

- Améliorer l'efficacité énergétique
- Bâtir des portefeuilles de crédits compensatoires aux fins de la réduction des émissions à un prix concurrentiel
- Mettre au point des technologies de combustion propres
- Accroître le portefeuille de production à partir d'énergies renouvelables, composante croissante du total du portefeuille de production d'énergie

Nous cherchons à investir dans des mesures d'atténuation des changements climatiques 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 anticipées 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 le plus important producteur d'énergie éolienne au Canada et le plus important producteur d'hydroélectricité en Alberta. La production d'énergie renouvelable en 2017 nous a permis d'éviter l'émission de plus de 3,1 millions de tonnes d'éq. CO₂, ce qui équivaut au retrait de plus de 660 000 véhicules des routes en Amérique du Nord. 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.

Les risques liés à la gestion des changements climatiques sont surveillés grâce à nos processus de gestion du risque à l'échelle de la Société et sont activement gérés. Les risques et occasions en matière de changements climatiques 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). Les risques et occasions font l'objet d'un examen trimestriel par la direction et sont présentés au comité de gouvernance, de l'environnement et de la sécurité («CGES») du conseil et au comité d'audit et des risques du conseil, selon le cas.

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 d'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».
Tarifification 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 prévision 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 2017, nous avons fait passer notre capacité provenant des énergies renouvelables d'environ 900 MW à plus de 2 200 MW. L'expansion proposée de la centrale hydroélectrique de la rivière Brazeau constitue un projet de stockage de l'énergie novateur. La centrale serait exploitée comme une installation à accumulation par pompage et verrait sa capacité augmenter de 900 MW.
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.

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 élevées; toutefois, nous prévoyons que la diminution de la production de charbon, ainsi que la mise hors service et l'arrêt des activités, respectivement, des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance à moyen terme réduiront le stress occasionné par ces températures élevées.
- La mine en Alberta a reçu des pluies abondantes en août 2016, ce qui a entraîné des inondations pendant plusieurs semaines et a eu une incidence sur nos livraisons de charbon. Nous nous sommes employés à améliorer l'infrastructure de drainage et l'utilisation de terrils de déchets afin d'atténuer les risques dans l'avenir.

Au cours de la même période, d'autres variations ont eu une incidence positive sur nos résultats financiers comme les températures froides à l'hiver 2014 dans le nord-est de l'Amérique du Nord qui ont entraîné une volatilité des marchés et ont été bénéfiques pour notre secteur Commercialisation de l'énergie.

Adaptation

Les activités commerciales de notre nouvelle centrale alimentée au gaz de South Hedland en Australie-Occidentale ont commencé en 2017. L'installation a été conçue pour pouvoir s'adapter aux conditions environnementales. Elle affiche une intensité des émissions parmi les meilleures de sa catégorie et elle utilise 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 cette région. La catégorie 5 est la catégorie de cyclone la plus élevée. La centrale a aussi été construite au-dessus du niveau normal des inondations qui peuvent se produire dans la région.

En 2017, notre équipe des centrales éoliennes a mis au point un programme d'atténuation du gel des pales, prévu pour réduire les périodes de mise hors service des éoliennes. Le programme s'appuie sur des données de prévision météorologique, des procédures standards modifiées et des alarmes pour les conditions de gel en cours ou attendues. Pensé pour nos parcs éoliens de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick, le programme permet à nos techniciens d'analyser les données avant que ne survienne un événement de gel, réduisant ainsi le temps de mise hors service des éoliennes, ce qui a pour effet d'augmenter le temps de production d'énergie, les occasions de revenus et la sécurité des éoliennes. Nous perdons habituellement 40 000 MWh par année en raison des événements de gel. En 2017, nous avons établi un objectif de réduire cette perte de 5 %, ce qui représente 0,25 million de dollars. Dans sa première saison, le programme a permis d'économiser plus de 0,6 million de dollars. Il s'agit d'un programme extrêmement précieux pour la suite des activités éoliennes dans les mois d'hiver.

Réglementation régionale et conformité

La tarification du carbone et la législation connexe continueront d'avoir une incidence sur nos activités. Nous demeurons engagés à nous conformer aux exigences législatives et réglementaires et à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public pour élaborer des cadres de travail appropriés pour protéger l'environnement et promouvoir le développement durable.

Les récentes modifications apportées à la réglementation sur les émissions de carbone sont susceptibles d'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 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

En novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé que la production d'électricité à partir du charbon serait éliminée progressivement d'ici 2030, par suite d'un engagement semblable annoncé par le gouvernement de l'Alberta en novembre 2015. Ces décisions ont modifié les exigences liées à la fermeture des centrales alimentées au charbon, qui étaient fondées sur les directives réglementaires fédérales entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Ces directives prévoyaient jusqu'à 50 ans de vie utile pour les centrales alimentées au charbon. Selon les nouvelles exigences liées à la fermeture, les centrales alimentées au charbon plus anciennes de la Société (qui seront retirées avant 2030) seront guidées par la règle de 50 ans de vie utile alors que les centrales plus récentes (qui devaient être retirées après 2030) devront se conformer à la nouvelle date de fermeture de 2030. En novembre 2016, la Société a conclu une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta, confirmant du coup l'engagement de fermeture des centrales visées en 2030.

Le 21 novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé qu'Environnement et Changement climatique Canada élaborera des règlements pour la production d'électricité alimentée au gaz. Selon cet avis, les plans visent à inclure des règles précises quant à la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, y compris la proposition de vie utile de 15 ans et une norme d'intensité des émissions distincte. Le gouvernement fédéral du Canada a tenu des consultations sur les exigences réglementaires proposées au cours des deux premiers trimestres de 2017. L'adoption est prévue d'ici la fin de 2018.

Le 3 octobre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention de mettre en place une tarification pancanadienne établie des émissions de GES. Dans le cadre de cette approche, dès 2018, le prix de l'équivalent CO₂ émis sera établi à 10 \$ la tonne et atteindra 50 \$ la tonne en 2022, ou les GES seront réduits d'autant dans le cadre d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions. Chaque province pourra prendre les mesures nécessaires à l'égard de l'application de cette tarification. Nous évaluons actuellement l'incidence qu'aura ce mécanisme sur nos activités.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé, par l'entremise de son Plan de leadership sur le climat, son intention d'éliminer graduellement les émissions provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030, de remplacer les deux tiers de la production à partir du charbon par une production à partir d'énergies renouvelables et d'imposer un nouveau prix du carbone de 30 \$ par tonne de CO₂ émis selon les normes de performance du secteur. Le 16 mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la nomination d'un animateur des discussions sur l'élimination progressive de la production à partir du charbon afin d'établir une collaboration avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, l'AESO et le gouvernement de l'Alberta dans le but d'élaborer des solutions à ce titre d'ici 2030. L'animateur des discussions sur l'élimination progressive de la production à partir du charbon devait présenter des options au gouvernement de l'Alberta qui viseraient à maintenir la fiabilité du réseau électrique de l'Alberta, maintenir la stabilité des prix pour les consommateurs et éviter la non-utilisation des actifs sans motif valable.

En mars 2016, l'Alberta a commencé à élaborer son processus d'approvisionnement en énergies renouvelables conçu pour permettre à l'AESO de fournir un premier lot de projets de production d'énergies renouvelables devant être mis en service d'ici le milieu de 2019. Le 14 septembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a réitéré son engagement à produire 30 % de son électricité à partir d'énergies renouvelables en Alberta d'ici 2030. Le 24 mai 2016, le gouvernement de l'Alberta a adopté la loi intitulée *Climate Leadership Implementation Act* qui met en place un cadre de tarification du carbone aux fins de son application aux combustibles. La loi est entrée en vigueur pour le secteur de l'électricité le 1^{er} janvier 2018.

Le 24 novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon qui prévoit 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. Aux termes de l'entente d'élimination du charbon, nous recevrons des paiements de transition annuels au comptant d'environ 37,4 millions de dollars, montant net, à compter de 2017 jusqu'en 2030. Pour obtenir plus de renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique «Faits saillants» du présent rapport de gestion.

De plus, nous avons convenu en vertu du protocole d'entente de collaborer et de coopérer avec le gouvernement de l'Alberta à la définition d'un cadre réglementaire en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon, de favoriser les projets existants et nouveaux de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables grâce au soutien d'une réglementation favorable à cette production et de veiller à ce que tant la production actuelle que la production d'électricité future puissent participer efficacement au marché actuellement mis en place dans la province d'Alberta.

Le 1^{er} janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du règlement *Specified Gas Emitters Regulation* («SGER») à un nouveau règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* («CCIR»). En vertu du CCIR, la conformité réglementaire est passée d'une norme de conformité applicable à chaque installation à une norme de conformité fondée sur la performance d'un produit ou d'un secteur. Le prix du carbone demeure à 30 \$ la tonne d'éq. CO₂ pour 2018 à 2022, puis suivra l'augmentation fédérale à 40 \$ la tonne d'éq. CO₂ en 2021 et 50 \$ la tonne d'éq. CO₂ en 2022. La norme de performance du secteur de l'électricité a été fixée à 0,37 tonne d'éq. CO₂ par MWh, 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 du SGER 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 actifs d'énergie renouvelable pourront aussi participer au CCIR et recevoir des crédits.

En vertu des exigences additionnelles en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en application des contrôles additionnels des émissions de NOx et de SO₂ lorsque leur CAÉ prennent fin, soit, pour la plupart, en 2020. Ces exigences réglementaires ont été élaborées par la province en 2004 par suite de discussions entre parties prenantes dans le cadre de la Clean Air Strategic Alliance («CASA») de l'Alberta. La publication des règlements fédéraux en 2012 adoptés par le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta, et l'échéancier de retraite des centrales alimentées au charbon qui a été devancé entraînent un certain déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, et les calendriers de retrait des centrales alimentées au charbon, qui donneront lieu à des diminutions importantes des émissions de NOx, de SO₂ et de particules. Ces éléments ont été identifiés comme un sujet à débattre dans le cadre du protocole d'entente.

Le programme d'électricité renouvelable du gouvernement de l'Alberta vise à encourager la mise en service d'une nouvelle capacité de 5 000 MW d'électricité renouvelable d'ici 2030. L'AESO a sollicité l'intérêt dans le cadre du premier processus concurrentiel d'approvisionnement de 400 MW en 2017. Les projets admissibles doivent être d'une capacité d'au moins 5 MW, et l'électricité peut être produite à partir d'énergie hydroélectrique, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et de certaines énergies géothermiques. Le premier processus concurrentiel utilisait des crédits indexés pour les

énergies renouvelables ou un contrat fondé sur un mécanisme de paiement en fonction de l'écart qui établira le prix des promoteurs pour une période de plus de 20 ans. Les quatre projets retenus ont été annoncés en décembre 2017, et représentent près de 600 MW d'énergie éolienne à un prix de soumission moyen pondéré de 37 \$ le MWh.

Le gouvernement de l'Alberta a confié à l'AESO la mise en œuvre de la transition d'un marché axé uniquement sur l'énergie à un marché de capacité. Le marché de capacité permettra d'assurer un approvisionnement suffisant et adéquat alors que les centrales alimentées au charbon d'une capacité de plus de 6 000 MW seront retirées d'ici 2030. La nouvelle structure du marché devrait réduire le recours à la tarification de rareté qui dicte la volatilité des prix de l'électricité et au signal de prix pour de nouveaux investissements, et permettre de verser aux propriétaires des ressources des paiements de capacité mensuels pour la disponibilité de leur capacité et des services accessoires. L'AESO travaille actuellement avec les parties prenantes pour la conception et la mise en œuvre du marché de capacité. L'AESO commencera à formaliser la conception du marché de capacité qu'elle mettra en œuvre dans la seconde moitié de 2018, et le premier processus d'approvisionnement devrait débuter dans la seconde moitié de 2019 pour entrer en vigueur en 2021, en même temps que la signature des premiers contrats de capacité.

Région du nord-ouest Pacifique

Notre centrale alimentée au charbon de Centralia est située dans l'État de Washington. Le 17 décembre 2014, Jay Inslee, gouverneur de l'État de Washington, a présenté un programme de réduction des émissions de carbone pour l'État. Le programme comprend un plan de plafonnement et d'échange et une norme de combustibles à faibles émissions de carbone. Le plafond d'émission proposé deviendra de plus en plus restrictif au fil du temps, ce qui donnera le temps aux émetteurs de s'ajuster. Selon un jugement rendu à la cour d'appel vers la fin de 2017, le gouverneur n'avait pas le pouvoir d'appliquer son programme de réduction des émissions de carbone.

Le 3 août 2015, le gouvernement fédéral américain a annoncé la mise en œuvre d'un Clean Power Plan («CPP»). Ce plan fixe les normes d'émission des GES pour les nouvelles centrales alimentées aux combustibles fossiles ainsi que les limites d'émission pour les différents États. Les États avaient l'option d'interpréter leurs limites sous forme de masse (tonnes) ou de taux (livres par mégawattheure). Le plan visait à atteindre, d'ici 2030, une réduction globale des émissions de GES de 32 % par rapport aux niveaux de 2005. Le 9 février 2016, la Cour suprême des États-Unis a suspendu la mise en œuvre du plan pour une énergie propre sous réserve d'un examen visant à déterminer la légalité des règlements. Actuellement, on ne s'attend pas à ce que l'Environmental Protection Agency («EPA») mette en œuvre le CPP. L'EPA aura néanmoins l'obligation de s'occuper des émissions causant les changements climatiques. La nouvelle approche de l'EPA à cet égard n'a pas encore été définie ni fait l'objet de consultation. Les États-Unis ont aussi fait part de leur intention de se retirer de l'Accord de Paris de 2015.

TransAlta a convenu avec l'État de Washington de mettre hors service les deux unités alimentées au charbon de la centrale de Centralia en 2020 et en 2025, respectivement. 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, a été promulgué en 2011. Nous évaluons actuellement quelques solutions de transition.

Ontario

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié des projets de règlement pour son système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES qui ont été menés à terme le 19 mai 2016. Les règlements sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront à tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité. La majorité de nos centrales alimentées au gaz en Ontario ne sera pas touchée de façon significative en vertu de dispositions au chapitre des modifications de lois comprises dans les CAÉ en vigueur.

Australie

En mars 2017, des élections ont été tenues dans l'État de l'Australie-Occidentale et ont donné lieu à un changement de gouvernement. Le nouveau gouvernement travailliste a annoncé une feuille de route des initiatives en électricité. Le programme de réforme est axé sur les trois piliers suivants : amélioration de l'accès au réseau de Western Power, amélioration de la capacité de réserve et des signaux de prix, et amélioration de l'accès au réseau de Pilbara et de son exploitation.

Transition vers d'autres énergies que le charbon

La transition vers d'autres énergies que le charbon, que ce soit par la mise en œuvre des plans de conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou par l'élimination complète d'ici 2030, 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 et la majorité des émissions d'oxyde d'azote.

Performance en matière de développement durable de 2017

Communications avec les parties prenantes et création de valeur

L'information contenue aux présentes 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. Pour plus de renseignements sur ces secteurs clés, consultez la section de notre site Web portant sur le développement durable.

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 2017			
	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'exploitation¹ et le BAIIA¹	Obtenir un BAIIA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités d'exploitation de l'ordre de 1 025 à 1 135 millions de dollars et de 765 à 855 millions de dollars, respectivement	Atteint	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 1 062 millions de dollars et les fonds provenant des activités d'exploitation se sont fixés à 804 millions de dollars.

¹ Représente nos perspectives initiales. Au deuxième trimestre, 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.

	Capital humain et intellectuel	Résultats	Commentaires
3. Réduction des incidents liés à la sécurité	Obtenir un taux de fréquence des blessures de moins de 0,50	Non atteint	Même si nous n'avons pas atteint notre objectif, nous avons enregistré le taux de fréquence des blessures le plus bas de notre histoire. Le taux de fréquence des blessures était de 0,72 % en 2017, une amélioration de 15 % par rapport à 2016.
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 11 % en 2017. 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. Le manque de sécurité de l'emploi et l'incertitude sont inquiétants pour bon nombre de nos employés du secteur du charbon et nous avons dû faire face à ce défi en 2017.
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 2017, nous avons mis en place un programme de formation en leadership de six mois (intermittent) intitulé Elevate et destiné à nos cadres intermédiaires. Nous avons ainsi formé environ 75 leaders de la Société. 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 11	Atteint	Cinq incidents liés à l'environnement ont été signalés en 2017, mais n'ont eu aucune répercussion importante sur l'environnement. Il s'agit d'une amélioration de 54 % par rapport à 2016.
7. Accroissement de la superficie des mines remise en état	Remplacer annuellement la terre végétale sur 74 acres de la mine de Highvale	Atteint en partie	Nous avons remplacé 57 acres en 2017. Des priorités concurrentes et les conditions météorologiques difficiles (dégel hâtif et pluie) ont limité les occasions d'atteindre l'objectif de remplacement de la terre végétale.
8. Utilisation des sous-produits du charbon	Vendre au minimum 2 millions de tonnes de sous-produits du charbon entre 2015 et 2017	Atteint	Nous avons réutilisé et vendu plus de 2 millions de tonnes de sous-produits du charbon (cendre volante, cendre résiduelle, gypse et cémosphère) de 2015 à 2017.
9. Réduction des émissions atmosphériques	Réduire de 95 %, par rapport aux niveaux de 2005, les émissions de NOx et SO ₂ de la centrale alimentée au charbon de TransAlta d'ici 2030	En voie de réalisation	Nous avons réduit les niveaux des émissions de NOx et de SO ₂ en 2017 de près de 4 000 tonnes collectivement, et nous sommes toujours en bonne voie d'atteindre les cibles de réduction de ces émissions d'ici 2030.
10. Réduction des émissions de GES	a) Notre objectif, selon notre engagement à l'égard des objectifs de développement durable des Nations Unies, est de réduire le total des émissions de GES en 2021 pour le ramener à 30 % en deçà des niveaux de 2015. b) Notre objectif, selon notre engagement envers les objectifs de développement durable des Nations Unies et le seuil des 2 degrés Celsius pour lutter contre le réchauffement climatique, est de réduire le total des émissions de GES en 2030 pour le ramener à 60 % en deçà des niveaux de 2015.	En voie de réalisation	Nous avons réduit les émissions de GES en 2017 de près de 1 million de tonnes, et nous sommes toujours en bonne voie d'atteindre les cibles de réduction de ces émissions entre 2021 et 2030.

	Capital relationnel et social	Résultats	Commentaires
11. Soutien à une éducation de qualité offerte aux jeunes par des investissements dans la collectivité	Une tranche des investissements d'environ 0,75 million de dollars sera affectée à la formation destinée aux jeunes	Atteint	Voici quelques-uns de nos partenariats : l'Université de Calgary, la Southern et la 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 Calgary Stampede (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 un guide des meilleures pratiques aux fins de collaboration et de consultation destiné aux employés afin qu'ils apprennent à mieux travailler et collaborer avec les collectivités et parties prenantes autochtones	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 leurs cours d'éthique.
	Général	Résultats	Commentaires
13. Transition du charbon vers le gaz et les énergies renouvelables	Poursuivre les négociations avec le gouvernement de l'Alberta, selon une approche fondée sur des principes pour nous assurer de connaître avec certitude la réglementation qui sera appliquée et d'avoir la capacité nécessaire pour investir dans l'énergie propre	Atteint	Nous avons signé un protocole d'entente avec le gouvernement de l'Alberta en 2016 pour devancer les conversions du charbon au gaz, accroître les crédits pour les centrales d'énergie renouvelable actuelles et pour rendre les conditions plus équitables pour les participants au marché de capacité. Nous avons aussi signé une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta qui prévoit une indemnisation totale de 524 millions de dollars pour la Société.

Objectifs de performance en matière de développement durable de 2018

Nos objectifs de performance en matière de développement durable pour 2018 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 0,53 Obtenir un taux total de fréquence des incidents de moins de 2,83	Amélioration de 20 % par rapport aux résultats de 2017 (0,75) Nouvelle cible
2. Gestion du roulement du personnel	Maintenir un taux de roulement volontaire du personnel sous les 8 %	Conformément à la cible de 2017, nous cherchons à maintenir un taux de roulement volontaire inférieur à 8 %, ce qui est considéré comme un bon taux.
3. Perfectionnement des employés	Faire progresser notre formation en leadership Elevate, en offrant de la formation à 75 professionnels ou experts en la matière	En fonction de la cible de 2017 et de notre attention soutenue portée au perfectionnement des employés

	Capital naturel	État du rendement annuel
4. 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	Amélioration de 20 % par rapport à la cible de 2017
5. Accroissement de la superficie des mines remises en état	Remplacer annuellement la terre végétale sur 70 acres de la mine Highvale	Inférieur à la cible de 2017 (74 acres)
6. Réduction des émissions atmosphériques	Réduire de 95 %, par rapport aux niveaux de 2005, les émissions de NOx et SO ₂ de la centrale alimentée au charbon de TransAlta d'ici 2030.	Conforme à la cible de 2017 (objectif à long terme)
7. Réduction des émissions de GES	<p>Notre objectif, selon notre engagement à l'égard des objectifs de développement durable des Nations Unies, est de réduire le total des émissions de GES en 2021 pour le ramener à 30 % en deçà des niveaux de 2015 (nos objectifs d'émissions de GES et d'énergie propre s'appuient sur des scénarios raisonnables de croissance et d'exploitation).</p> <p>Notre objectif, 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, est de réduire le total des émissions de GES en 2030 pour le ramener à 60 % en deçà des niveaux de 2015 (nos objectifs d'émissions de GES et d'énergie propre s'appuient sur des scénarios raisonnables de croissance et d'exploitation).</p>	<p>Conforme à la cible de 2017 (objectif à long terme)</p> <p>Conforme à la cible de 2017 (objectif à long terme)</p>

	Capital relationnel et social	État du rendement annuel
8. 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	Nouvelle cible
<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>	Une tranche des investissements d'environ 0,75 million de dollars sera affectée à l'éducation des jeunes	Conforme à la cible de 2017
9. 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 aux fins d'intégration dans les programmes de perfectionnement du leadership de TransAlta	Nouvelle cible

	Général	État du rendement annuel
10. 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	Nouvelle cible
<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	Nouvelle cible
	Nous continuerons de chercher de nouvelles occasions de faire croître notre portefeuille d'actifs d'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire totalisant 2 265 MW	Nouvelle cible
	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	Nouvelle cible

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, le risque lié aux marchés où nous menons nos activités, et le risque lié au contexte politique et aux structures au sein desquels nous exerçons nos activités.

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 chef de la direction, sont indépendants.
- Le conseil est composé de personnes qualifiées dotées d'un ensemble de connaissances, d'aptitudes et d'expériences essentielles à nos activités et à notre stratégie.
- L'efficacité du conseil est atteinte au moyen d'évaluations annuelles de nos administrateurs et de leur formation continue.
- 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 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 et administrateurs en ce qui a trait 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, aux 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. Notre code de déontologie dépasse la portée des lois, règles et règlements qui régissent notre entreprise au sein des territoires où nous exerçons nos activités; il énonce les pratiques commerciales fondées sur des principes que tous les employés 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** est responsable de surveiller la gestion de la Société en établissant des politiques et des normes clés, notamment des politiques visant 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 CGES 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 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 **CGES** 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 CGES est également chargé du recrutement des membres du conseil et de la proposition de candidats pour siéger au conseil et aux comités. En outre, le CGES 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 CGES reçoit aussi un rapport annuel sur le processus d'attestation annuel du code 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 CGES 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 des membres de la haute 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. 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 des services juridiques et chef de la conformité et secrétaire de la Société et se compose de la chef de la direction, du chef de la direction des finances, du chef des services juridiques et chef de la conformité et 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 chef de la direction des finances et se compose du chef de la direction des finances, du chef des services juridiques et chef de la conformité et de la première vice-présidente, Commercialisation de l'énergie. 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, la haute direction et le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité. Ces rapports au 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.

Systeme de dénonciation

Nous avons mis en place un processus par lequel les employés, les actionnaires ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon anonyme et confidentielle leurs préoccupations éventuelles en matière d'éthique, soit directement au CAR ou au moyen de la ligne d'aide en matière d'éthique de TransAlta. Toutes les plaintes font l'objet d'enquêtes, et le CAR reçoit un rapport des conclusions de ces enquêtes à chaque réunion du comité prévue au calendrier. Si les conclusions sont urgentes, elles feront l'objet d'un rapport immédiat au président du conseil.

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 2017 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 5 millions de dollars (2 millions de dollars en 2016). 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 résultats futurs ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques surviennent isolément, mais doivent être pris en compte globalement.

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 2017. 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	12

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 des travaux d'entretien préventif sur une base régulière.
- 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 les 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 2017, environ 92 % de notre production (88 % en 2016) 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 2017, 57 % (79 % en 2016) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 100 % (100 % en 2016) 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 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 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 toute modification de la réglementation soit bien conçue et rentable.
- 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 mis au point.
- 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 CGES.

Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Ce risque est lié à la capacité d'une contrepartie de respecter ses obligations financières ou de rendement à notre égard ou de nous fournir les produits ou services que nous avons payés au préalable. L'incapacité de recouvrer les sommes qui nous sont dues ou de recevoir les produits ou services pourrait avoir une incidence négative sur notre résultat net et nos flux de trésorerie.

Nous gérons notre exposition au risque de crédit de la façon suivante :

- En élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par contrepartie.
- En exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris des examens commercial, financier, juridique et opérationnel.
- En ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit et des garanties au comptant qui peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations ou dépasse les limites établies.
- 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 2016. En 2017, 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 2017 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	87	13	100	933
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	96	4	100	215
Actifs de gestion du risque ¹	-	100	100	899
Prêt à recevoir ²	-	100	100	33
Total				2 080

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 40 millions de dollars (14 millions de dollars en 2016).

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 La contrepartie n'a pas de notes de solvabilité externes. Exclut la partie courante de 5 millions de dollars classée dans les créances clients et autres débiteurs.

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, des flux de trésorerie tirés 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 nos flux de trésorerie 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 qui permettent les relations de couverture désignées et les couvertures économiques, notamment :

- En couvrant notre investissement net 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 \$	12

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 2017, nos liquidités, qui s'élevaient à 1,6 milliard de dollars, comprenaient les montants non utilisés au titre de nos facilités de crédit consenties et nos fonds en caisse.

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 2017, environ 6 % (6 % en 2016) 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	0,15	-

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 nous associant à des tiers qui ont fait la preuve qu'ils sont capables de réaliser des projets rentables en respectant les budgets.
- 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 parce que des postes sont 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 2017, 52 % (53 % en 2016) de notre main-d'œuvre était visée par 11 conventions collectives (11 en 2016). En 2017, quatre conventions collectives (cinq en 2015) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier avec succès quatre conventions collectives en 2018.

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 dans le but de produire des GES dont les droits d'émission sont négociables 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 2018, 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 parrainés par les marchés. 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.

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 et périodiquement nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties prenantes.
- 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.

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, y compris l'information que nous utilisons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Les cyberattaques ou autres atteintes à la sécurité du réseau ou des systèmes de technologies de l'information peuvent entraîner l'interruption de nos activités. Les responsables des cyberattaques peuvent avoir recours à diverses techniques, allant de la manipulation des personnes à l'utilisation unique ou multiple de logiciels et de matériel malveillants sophistiqués. Certains responsables de cyberattaques utilisent 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 et nos réseaux. La réussite d'une attaque contre nos systèmes, nos réseaux et notre

infrastructure pourrait entraîner l'interception, la destruction, l'utilisation ou la diffusion non autorisées de notre information et l'interruption de nos activités.

Nous prenons 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.

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 et des infrastructures 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.

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.

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

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie 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 réclamations et poursuites et à l'incidence négative, le cas échéant, que ces dernières pourraient avoir sur la Société.

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. 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.

Quatrième trimestre

Faits saillants financiers consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2017	2016
Produits des activités ordinaires	638	717
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(145)	61
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	81	122
BAIIA aux fins de comparaison ¹	275	374
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	219	200
Flux de trésorerie disponibles ¹	101	62
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,50)	0,21
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,76	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,35	0,22
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,08

Faits saillants financiers

Nous avons obtenu de meilleurs résultats que prévu au quatrième trimestre; les flux de trésorerie disponibles se sont chiffrés à 101 millions de dollars, en hausse de 39 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 219 millions de dollars, soit 19 millions de dollars de plus qu'au quatrième trimestre de 2016, les activités ayant enregistré une solide performance.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2017 a été de 145 millions de dollars (perte nette de 0,50 \$ par action), contre un résultat net de 61 millions de dollars (résultat net de 0,21 \$ par action), soit une baisse de plus de 200 millions de dollars du résultat net par rapport à la période correspondante de 2016. Cette baisse s'explique par la diminution du BAIIA aux fins de comparaison (101 millions de dollars avant impôt) et par l'incidence de la réduction du taux d'imposition aux États-Unis (105 millions de dollars). Le résultat net de l'exercice précédent comprenait aussi un profit ponctuel de 48 millions de dollars (déduction faite de l'impôt connexe et des participations ne donnant pas le contrôle) lié à la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga.

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 les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison» et «Résultats aux fins de comparaison» 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.

Flux de trésorerie sectoriels générés par les activités et rendement de l'exploitation¹

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	2017	2016
Disponibilité (%) ²	88,4	88,9
Disponibilité ajustée (%) ³	88,4	88,9
Production (GWh) ²	10 374	10 624
Entrées (sorties) de trésorerie sectorielles		
Charbon au Canada	11	36
Charbon aux États-Unis	15	16
Gaz au Canada	56	75
Gaz en Australie	27	24
Énergie éolienne et énergie solaire	73	64
Hydroélectricité	10	9
Total des entrées de trésorerie sectorielles	192	224
Commercialisation de l'énergie	15	(11)
Siège social	(28)	(28)
Total des entrées de trésorerie aux fins de comparaison	179	185

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 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 privilégiés, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 décembre 2017 a été comparable à celle de la période correspondante de 2016.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2017 a reculé par rapport à celle de la période correspondante de 2016 en raison surtout du nombre plus élevé d'interruptions et de réductions de la capacité nominale pour notre secteur Charbon au Canada, de la reconduction du contrat à l'égard de la centrale de Mississauga en 2016, et de la baisse des ressources hydroélectriques, le tout en partie contrebalancé par une diminution de la répartition économique du fait d'une hausse des prix dans le secteur Charbon aux États-Unis, une augmentation des ressources d'énergie éolienne au Canada, et la mise en service de la centrale de South Hedland au troisième trimestre de 2017.

Les flux de trésorerie générés par l'entreprise ont totalisé 179 millions de dollars au quatrième trimestre, ce qui se rapproche du montant de l'exercice précédent.

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 les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison» et «Résultats aux fins de comparaison» 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 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.

³ Ajustée en fonction de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis.

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis 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, calculés selon les IFRS, ou 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 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 :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(145)	61
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	19	90
Dividendes sur actions privilégiées	10	20
Résultat net	(116)	171
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Charge d'impôts sur le résultat	105	82
Profit à la vente d'actifs et autres	(1)	(3)
Profit (perte) de change	(6)	3
Charge d'intérêts nette	57	47
Amortissement	180	187
<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	20	19
Produit d'intérêts australien	1	-
<i>Ajustements des résultats pour les rapprocher aux résultats aux fins de comparaison</i>		
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et à certaines couvertures économiques	-	2
Incidences de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga ¹	20	(177)
Imputations pour dépréciation d'actifs	-	28
BAIIA aux fins de comparaison	275	374

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

Le BAIIA sectoriel aux fins de comparaison pour les trimestres clos les 31 décembre 2017 et 2016 est présenté sommairement ci-après :

Trois mois clos les 31 décembre	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison		
Charbon au Canada	66	178
Charbon aux États-Unis	21	14
Gaz au Canada	62	70
Gaz en Australie	29	32
Énergie éolienne et solaire	78	66
Hydroélectricité	14	20
Commercialisation de l'énergie	25	13
Siège social	(20)	(19)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	275	374

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le quatrième trimestre de 2017 a diminué de 99 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016. Les résultats du secteur Charbon au Canada ont reculé de 112 millions de dollars en raison surtout de l'inclusion de la reprise de la provision de 80 millions de dollars de l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2016, d'une augmentation des coûts du charbon causée par une hausse du coefficient de recouvrement et une baisse de la disponibilité de l'équipement à notre mine, et d'une hausse des coûts de conformité environnementale en 2017, contrebalancées en partie par les paiements effectués en vertu de l'entente d'élimination du charbon. La baisse des prix attribuable au roulement de certaines couvertures a aussi eu une incidence négative sur les résultats du secteur Charbon au Canada. Le BAIIA aux fins de comparaison du Secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté de 12 millions de dollars au quatrième trimestre of 2017 par rapport à la période correspondante 2016 en raison du retour à un niveau normalisé et du solide rendement en Alberta et dans l'ouest des États-Unis. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a affiché une hausse de 12 millions de dollars de son BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre, essentiellement grâce à la hausse des volumes des centrales visées par des contrats et de la baisse des coûts sur la vente de certificats d'énergie renouvelable. Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Gaz au Canada a reculé de 8 millions de dollars d'une période à l'autre, du fait de l'incidence défavorable de la réévaluation à la valeur de marché des contrats de gaz qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. La baisse des ressources à certaines centrales hydroélectriques a donné lieu à une diminution de 6 millions de dollars du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre.

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 :

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	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	81	122
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	121	61
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	202	183
Ajustements		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	15
Divers	2	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	219	200
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(62)	(85)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(36)	(40)
Divers	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles	101	62
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,76	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action	0,35	0,22

Au quatrième trimestre de 2017, les fonds provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 19 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2016. Les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 39 millions de dollars d'une période à l'autre puisque nous avons poursuivi la réduction de nos dépenses d'investissement de maintien à la suite de notre annonce en avril 2017 de l'arrêt des activités de certaines unités de la centrale de Sundance.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA aux fins de comparaison des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles.

Trois mois clos les 31 décembre	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison	275	374
Provisions	(10)	(104)
(Profits) pertes latents sur les activités de gestion du risque	(8)	16
Charge d'intérêts	(52)	(52)
Charge d'impôt exigible	(6)	(6)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(8)
Profit (perte) de change réalisé	8	(3)
Divers	19	(17)
Fonds provenant des activités d'exploitation	219	200
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(62)	(85)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(9)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(36)	(40)
Divers	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles	101	62
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,76	0,69
Flux de trésorerie disponibles par action	0,35	0,22

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 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 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)

	T1 2016	T2 2016	T3 2016	T4 2016
Produits des activités ordinaires	568	492	620	717
BAIIA aux fins de comparaison	279	248	243	374
Fonds provenant des activités d'exploitation	196	175	163	228
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	62	6	(12)	61
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,22	0,02	(0,04)	0,21

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 :

- Profit à la cession d'actifs après la restructuration du contrat de Poplar Creek au troisième trimestre de 2015
- Acquisition de centrales solaires et de parcs éoliens aux États-Unis au troisième trimestre de 2015
- Règlement avec l'ASM survenu au troisième trimestre de 2015
- Reprise d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé au troisième trimestre de 2015, aux premier et deuxième trimestres de 2016 et au deuxième trimestre de 2017
- Variation des taux d'imposition en Alberta et aux États-Unis respectivement au deuxième trimestre de 2015 et au quatrième trimestre de 2017
- Incidence de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables sur l'impôt différé au cours des premier et deuxième trimestres de 2015
- Répercussions des pertes latentes non comparables aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2016 et des profits latents au premier trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle
- Incidence de la provision au titre de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2016
- Répercussions de l'imputation pour dépréciation de l'installation de Wintering Hills au cours du quatrième trimestre de 2016 et de l'imputation pour dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Sundance au cours du deuxième trimestre de 2017
- Répercussions de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga au cours du quatrième trimestre de 2016
- 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

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.

Contrôles et procédures de communication de l'information

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 nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information 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 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, telle que modifiée (l'«Exchange Act»), est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les contrôles et procédures de communication de l'information 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 de l'Exchange Act 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. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, 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. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 n'a fait l'objet d'aucun autre changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. 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 2017, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information 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



Donald Tremblay
Chef de la direction des finances

Le 1^{er} mars 2018

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*.

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 2017 de TransAlta incluaient, au titre de ces partenariats, un actif total de 624 millions de dollars et des actifs nets de 550 millions de dollars au 31 décembre 2017, de même que des produits de 160 millions de dollars et une perte nette de 9 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 2017 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 2017, 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



Donald Tremblay
Chef de la direction des finances

Le 1^{er} mars 2018

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

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Opinions 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 2017 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 2017 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 2017 et 2016, 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 exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017 de TransAlta Corporation, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 1^{er} mars 2018.

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. Les normes du PCAOB 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 publiées par l'International Accounting Standards Boards. 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 Boards et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; 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 coentreprises de Sheerness ou de l'unité 3 de Genesee compris dans les états financiers consolidés de 2017 de la TransAlta Corporation, soit un actif total de 624 millions de dollars et des actifs nets de 550 millions de dollars au 31 décembre 2017, et des produits de 160 millions de dollars et une perte nette de 9 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 1^{er} mars 2018

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

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransAlta Corporation, qui comprennent les états de la situation financière consolidés aux 31 décembre 2017 et 2016, 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 consolidée de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2017 et 2016, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices de la période de trois ans close le 31 décembre 2017, 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 2017 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 sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation dans notre rapport daté du 1^{er} mars 2018.

Fondement de l'opinion

Responsabilité de la direction à l'égard des états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les 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. Ces normes exigent également que nous nous conformions aux règles de déontologie, notamment celles portant sur l'indépendance. Nous sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à l'audit des états financiers consolidés au Canada, 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 sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB.

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 l'obtention et le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de TransAlta Corporation portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances.

Un audit comporte 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 les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour constituer un fondement raisonnable à notre opinion d'audit.

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la Société depuis 1947.

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

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada

Le 1^{er} mars 2018

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires (note 33)	2 307	2 397	2 267
Combustible et achats d'électricité (note 5)	1 016	963	1 008
Marge brute	1 291	1 434	1 259
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	517	489	492
Amortissement	635	601	545
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 6)	20	28	(2)
Provision pour frais de restructuration (note 4)	—	1	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	30	31	29
Autres résultats d'exploitation nets (note 8)	(49)	(194)	25
Résultats d'exploitation	138	478	148
Produits tirés des contrats de location-financement (note 7)	54	66	58
Charge d'intérêts nette (note 9)	(247)	(229)	(251)
Profit (perte) de change	(1)	(5)	4
Profit à la vente d'actifs et autre (note 4)	2	4	262
Résultat avant impôts sur le résultat	(54)	314	221
Charge d'impôts sur le résultat (note 10)	64	38	105
Résultat net	(118)	276	116
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(160)	169	22
Participations ne donnant pas le contrôle (note 11)	42	107	94
	(118)	276	116
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(160)	169	22
Dividendes sur actions privilégiées (note 24)	30	52	46
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117	(24)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	288	288	280
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué (note 23)	(0,66)	0,41	(0,09)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Résultat net	(118)	276	116
Autres éléments du résultat global			
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(6)	8	4
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(1)	(1)	3
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(7)	7	7
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(80)	(71)	247
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés ⁴ (note 4)	(9)	—	(10)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁵	50	18	(172)
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	—	6
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁷	214	179	375
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme flux de couvertures de trésorerie, déduction faite des impôts ⁸	(107)	(48)	(194)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	82	78	252
Autres éléments du résultat global	75	85	259
Total du résultat global	(43)	361	375
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(74)	215	272
Participations ne donnant pas le contrôle (note 11)	31	146	103
	(43)	361	375

1 Déduction faite du recouvrement d'impôt sur le résultat de 4 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 4 en 2016, néant en 2015).

2 Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (néant en 2016, charge de 1 en 2015).

3 Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 11 en 2016, néant en 2015).

4 Déduction faite du reclassement de la charge d'impôt sur le résultat de 11 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (néant en 2016, néant en 2015).

5 Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 2 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 5 en 2016, charge de 7 en 2015).

6 Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôt sur le résultat de 2 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (néant en 2016, recouvrement de 1 en 2015).

7 Déduction faite du recouvrement d'impôt sur le résultat de 77 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 92 en 2016, charge de 138 en 2015).

8 Déduction faite du reclassement de la charge d'impôt sur le résultat de 31 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 41 en 2016, charge de 50 en 2015).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	314	305
Créances clients et autres débiteurs (note 12)	933	703
Charges payées d'avance	24	23
Actifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	219	249
Stocks (note 15)	219	213
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	61
	1 709	1 554
Liquidités soumises à restrictions (note 21)	30	—
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 7)	215	719
Immobilisations corporelles (note 16)		
Coût	12 973	12 773
Amortissement cumulé	(6 395)	(5 949)
	6 578	6 824
Goodwill (note 17)	463	464
Immobilisations incorporelles (note 18)	364	355
Actifs d'impôt différé (note 10)	24	53
Actifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	684	785
Autres actifs (note 19)	237	242
Total de l'actif	10 304	10 996
Dettes fournisseurs et charges à payer	595	413
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 20)	67	39
Passifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	101	66
Impôts sur le résultat à payer	64	6
Dividendes à verser (note 23)	34	54
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 21)	747	639
	1 608	1 217
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 21)	2 960	3 722
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 20)	403	304
Passifs d'impôt différé (note 10)	549	712
Passifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	40	48
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 22)	359	330
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 23)	3 094	3 094
Actions privilégiées (note 24)	942	942
Surplus d'apport	10	9
Déficit	(1 209)	(933)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 25)	489	399
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 326	3 511
Participations ne donnant pas le contrôle (note 11)	1 059	1 152
Total des capitaux propres	4 385	4 663
Total du passif et des capitaux propres	10 304	10 996

Engagements et éventualités (note 32)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 34)

Voir les notes jointes.



Au nom du conseil :
Gordon D. Giffin
Administrateur



Alan J. Fohrer
Administrateur

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 2015	3 075	942	9	(1 018)	353	3 361	1 029	4 390
Résultat net	—	—	—	169	—	169	107	276
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	—	—	—	—	(53)	(53)	—	(53)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	106	106	24	130
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	8	8	—	8
Participations intersociétés disponibles à la vente	—	—	—	—	(15)	(15)	15	—
Total du résultat global				169	46	215	146	361
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(58)	—	(58)	—	(58)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(52)	—	(52)	—	(52)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	26	—	26	138	164
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(161)	(161)
Émission d'actions ordinaires	19	—	—	—	—	19	—	19
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

¹ Voir la note 25 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)	2017	2016	2015
Activités d'exploitation			
Résultat net	(118)	276	116
Amortissement (note 33)	708	664	605
Profit à la vente d'actifs (note 4)	(1)	(1)	(262)
Désactualisation des provisions (note 20)	23	20	21
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 20)	(19)	(23)	(24)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 10)	(15)	15	86
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(48)	58	61
(Profit latent) perte latente de change	22	(1)	13
Provisions	(7)	(123)	101
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 6)	20	28	(2)
Autres éléments sans effet de trésorerie	175	(242)	(41)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	740	671	674
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 29)	(114)	73	(242)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	626	744	432
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations corporelles (notes 16 et 33)	(338)	(358)	(476)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles (notes 18 et 33)	(51)	(21)	(26)
Liquidités soumises à restrictions (notes 19 et 21)	(30)	–	–
Prêt à recevoir (note 19)	(38)	–	–
Acquisition de centrales d'énergie renouvelable, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	–	–	(101)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	6	7
Produit de la vente de l'installation de Wintering Hills et de la cession de Solomon (note 4)	478	–	–
Charge d'impôt sur le résultat découlant de la cession de Solomon (notes 4 et 10)	(56)	–	–
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	6	(6)	(12)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	56	23
Divers	(3)	2	24
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	57	(6)	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	87	(327)	(573)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 21)	26	(315)	218
Remboursement de la dette à long terme (note 21)	(814)	(88)	(758)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 21)	260	361	487
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 23)	(46)	(69)	(124)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 24)	(40)	(42)	(46)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 4)	–	162	404
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	106	(2)	87
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 11)	(172)	(151)	(99)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement (note 21)	(17)	(16)	(13)
Divers	(6)	(3)	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(703)	(163)	149
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	10	254	8
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(3)	3
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	9	251	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	305	54	43
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	314	305	54
Impôts sur le résultat au comptant payés	14	27	17
Intérêts au comptant payés	230	235	242

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 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, ainsi que les relations avec les investisseurs de la Société. 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 1^{er} mars 2018.

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

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 produits associés à des contrats de location sont comptabilisés comme il est mentionné à la note 2 R).

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

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 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 actifs financiers disponibles à la vente 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 actifs financiers disponibles à la vente 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 instruments dérivés utilisés aux fins des activités de gestion du risque lié aux produits de base sont décrits de façon plus détaillée à la note 2 A).

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 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.

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 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 spécifiques hautement probables.

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.

a. 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.

b. 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 transactions prévues et hautement probables liées 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.

c. 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 et matériaux

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 14 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 14 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 pour les 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'acquiert 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 recouverte principalement au moyen d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la Société. Les actifs classés comme 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 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, s'il n'existe pas d'informations disponibles, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés. La valeur d'utilité est calculée d'après la valeur actualisée des meilleures estimations de la direction des flux de trésorerie futurs fondés sur l'utilisation courante et la condition actuelle 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 les résultats 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 2015 à 2017 est présentée aux notes 6 et 17.

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 aux fins fiscales diffère du traitement aux 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 10 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 13. 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.

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 20. 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).

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 27 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 20.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période visée

Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'Entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta dont il est question à la note 4 H), la Société éliminera les émissions des centrales alimentées au charbon d'ici la fin de 2030. Le 1^{er} janvier 2017, 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 jusqu'en 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 au charbon en centrales 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 B) pour plus de renseignements), 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 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 sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement 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 B) 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.

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 :

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*, 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 appliquera l'IFRS 15 au 1^{er} janvier 2018.

La Société a achevé la revue et l'évaluation comptable de ses sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients, et l'évaluation quantitative de l'incidence. Les produits des activités ordinaires de la Société inclus dans le champ d'application de l'IFRS 15 sont essentiellement tirés de la vente de capacité et d'énergie dans le cadre de contrats à long terme et de mécanismes marchands, et de la vente des certificats d'énergie renouvelable. L'IFRS 15 requiert l'application d'une méthode à cinq étapes visant à déterminer à quel moment les produits des activités ordinaires doivent être comptabilisés et à quel montant. 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. Si certains critères sont respectés, les produits des activités ordinaires sont comptabilisés progressivement, de manière à refléter la progression du transfert par l'entité, ou à un moment précis, lors du transfert du contrôle au client. La Société n'a relevé aucune différence importante dans le moment ou le montant de la comptabilisation des produits des activités ordinaires selon l'IFRS 15, à l'exception de la différence dont il est question ci-après.

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. La Société devra 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.

La société a choisi d'utiliser la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date ne seront pas retraitées. La Société comptabilisera plutôt l'incidence cumulative de la première application de la norme dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018. L'incidence cumulative de l'application des exigences relatives à la composante financement importante à l'égard du contrat visé entraînera une réduction des résultats non distribués de 12 millions de dollars (déduction faite des impôts).

II. IFRS 9, Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*. L'IFRS 9 comprend des indications sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers et un nouveau modèle de comptabilité de couverture. L'IFRS 9 doit s'appliquer de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son adoption anticipée est permise. La Société adoptera l'IFRS 9 le 1^{er} janvier 2018.

Selon les nouvelles exigences en matière de classement et d'évaluation, les actifs financiers doivent être classés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par le biais du résultat net ou soit 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 de l'IAS 39. D'après l'évaluation réalisée jusqu'à maintenant, la Société ne s'attend pas à ce que la première application de l'IFRS 9 ait une incidence importante sur le classement et l'évaluation des actifs financiers.

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. Il remplace l'exigence de l'IAS 39 d'effectuer un test de l'efficacité par le principe de relation économique, et élimine l'exigence d'évaluer l'efficacité de la couverture de manière rétrospective. D'après l'évaluation réalisée jusqu'à maintenant, le nouveau modèle général de comptabilité de couverture ne devrait pas avoir une incidence importante sur la Société. Toutefois, lorsque la Société utilise des contrats de change à terme pour couvrir des paiements prévus en monnaie étrangère et que la transaction couverte entraîne un élément non financier, le reclassement des profits ou des pertes des couvertures sera présenté directement dans l'état des variations des capitaux propres en tant que reclassement du cumul des autres éléments du résultat global.

La Société a achevé ses travaux dans le cadre de son plan de mise en œuvre, qui comprenaient l'examen de ses différents types d'instruments financiers pour déterminer l'incidence des nouvelles indications sur le classement, et l'appréciation des données historiques des pertes de crédit ainsi que des informations prospectives raisonnables et justifiables qu'il était possible d'obtenir sans devoir engager de coûts ou d'efforts déraisonnables. La Société n'a relevé aucun changement important ni aucune incidence à l'égard du classement et de l'évaluation. L'adoption initiale du modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la Société. Les obligations d'information continue devraient être plus exhaustives et comprendront des informations à l'égard de la stratégie de gestion des risques de la Société, l'incidence des activités de gestion des risques sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs ainsi que l'incidence de la comptabilité de couverture sur l'état de la situation financière, l'état du résultat global et l'état des variations des capitaux propres.

III. 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 sur les contrats de location. Selon les indications actuelles, 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. 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, et son application anticipée est permise si l'IFRS 15 est aussi appliquée en même temps. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. La Société appliquera l'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019.

La Société est en voie d'achever l'évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et a élaboré un plan de projet détaillé. La plupart des travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme devraient avoir lieu de la mi-2018 à la fin 2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 16 sur les états financiers et l'information financière de la Société.

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. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance de l'Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») liés aux unités B et C de la centrale de Sundance (les «CAÉ de la centrale de Sundance») le 31 mars 2018.

La résiliation des CAÉ de la centrale de Sundance par le Balancing Pool était attendue et la Société veille à ce qu'elle reçoive l'indemnité de résiliation qu'elle estime avoir droit aux termes des CAÉ de la centrale de Sundance et de la législation applicable. L'incidence prévue de la résiliation comprend une indemnité d'environ 215 millions de dollars pour la valeur comptable nette des actifs, par rapport au montant d'environ 157 millions de dollars qui avait été estimé par le Balancing Pool. L'estimation du Balancing Pool diffère, car elle ne tient pas compte de certains actifs miniers qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette.

B. Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta et imputation pour dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Sundance

I. 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 pour accélérer sa transition vers la production à partir de gaz et d'énergie renouvelable. La stratégie prévoit l'arrêt des activités et la mise hors service des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018 pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 3 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2018 pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 4 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2019 pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 5 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2018 pour une période pouvant aller jusqu'à un an

Par suite de la clarification apportée aux règles du projet visant la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz que propose le gouvernement du Canada, la Société a décidé d'accélérer la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills en la devançant à 2021 ou 2022, soit un an plus tôt que ce qui était initialement prévu. Bien qu'elles ne soient pas encore définitives, les règles de conversion du charbon au gaz proposées par le gouvernement du Canada prolongeraient de cinq à dix ans la durée d'utilité des unités converties au gaz de la Société après la fin de leur durée d'utilité fédérale en tant qu'unités au charbon, selon leur profil d'émissions de CO₂. Les règles proposées prolongeraient la durée d'utilité de l'ensemble du portefeuille de centrales alimentées au charbon de TransAlta d'environ 75 ans. La conversion au gaz des unités prolongerait non seulement leur durée d'exploitation, mais procurerait également les avantages suivants : une importante réduction de l'intensité et des émissions de carbone ainsi que des coûts liés au carbone; une importante diminution des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien; et l'amélioration de la souplesse d'exploitation.

L'arrêt temporaire des activités d'une combinaison d'unités de la centrale de Sundance entre 2018 et 2019 permet à deux unités de la centrale de Sundance de fonctionner au maximum de leur capacité à moindre coût durant la période, et ce, jusqu'en 2020, lorsque le marché de l'Alberta aura besoin d'énergie supplémentaire. L'arrêt temporaire des activités des unités aidera également la Société à préparer la conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en centrales au gaz entre 2021 et 2022, prolongeant du coup la durée d'utilité de ces actifs jusqu'au milieu des années 2030.

II. Approvisionnement en gaz pour la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz

Le 6 décembre 2017, la Société a signé une lettre d'intention avec Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») visant la construction d'un gazoduc de 120 kilomètres à partir du complexe Brazeau River de Tidewater jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de la Société. Le gazoduc devrait fournir une capacité initiale de 130 millions de pieds cubiques de gaz par jour d'ici 2020 et disposer d'une capacité pouvant aller jusqu'à 340 millions de pieds cubiques de gaz par jour. La capacité initiale permettra de mélanger les combustibles, utilisant une combinaison de charbon et de gaz pour la production, ce qui réduira les coûts marginaux ainsi que les émissions. La Société aura l'option d'acquérir une participation allant jusqu'à 50 % dans le gazoduc, ce qui réduirait les coûts liés à l'accord d'exploitation à façon si l'option est exercée.

La décision de collaborer avec Tidewater réduit le délai de construction d'un gazoduc et permet d'accélérer la conversion des centrales. TransAlta maintient que le fait d'avoir au moins deux gazoducs pour l'approvisionnement en gaz naturel réduirait les risques d'exploitation et elle continue de s'entretenir avec d'autres parties en vue de construire des gazoducs supplémentaires afin de répondre aux autres exigences d'approvisionnement en gaz des centrales.

III. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale 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 sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a consenti de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. La Société jouira ainsi de 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.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent une capacité combinée de 560 mégawatts («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 est arrivé à échéance le 31 décembre 2017.

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation 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. Se reporter à la note 6 pour plus de détails.

C. 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 d'exploitation commerciale dans le délai imparti. De l'avis de FMG, la centrale électrique de South Hedland n'est pas entièrement opérationnelle.

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 certaines exigences relatives aux essais, et l'obtention des permis et des approbations nécessaires auprès du North West Interconnected System et des organismes publics.

La confirmation 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 prendra toutes les mesures qui s'imposent pour protéger ses intérêts dans la centrale et pour s'assurer que les flux de trésorerie promis aux termes du CAÉ de South Hedland sont réalisés.

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.

Depuis juillet 2017, la centrale électrique de South Hedland est entièrement opérationnelle et en mesure de répondre aux exigences de FMG selon les modalités du CAÉ de South Hedland.

D. Rachat de la centrale de Solomon

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG comptait racheter la centrale de Solomon auprès 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 le solde du prix d'achat. De l'avis de la Société, ce montant n'aurait pas dû être retenu, et la Société prend les mesures pour recouvrer la totalité ou une partie importante de ce montant auprès de FMG.

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

Au cours du deuxième trimestre de 2017, une filiale de TransAlta Renewables Inc. («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 par la construction de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion 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.

Il s'agit d'un projet d'expansion de l'actuel parc éolien de Kent Hills de la société, ce qui permettra d'accroître la capacité de production du parc éolien à environ 167 MW. Dans le cadre du processus réglementaire, la Société a présenté une étude d'impact sur l'environnement à la province du Nouveau-Brunswick au cours du troisième trimestre de 2017. Selon la Société, la construction devrait débuter au printemps 2018.

F. 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 %, payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Une tranche du produit net servira à financer une partie des coûts de construction pour le projet de construction de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW (après la réussite de certains essais d'achèvement et le respect d'autres conditions établies). 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 2017, une tranche de 30 millions de dollars du produit a été classée comme liquidités soumises à restrictions et sera libérée du compte de réserve pour la construction à la mise en service du projet.

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.

G. 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 des 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 24 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 des 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 13 pour plus de renseignements.

H. Entente d'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 d'élimination du charbon, la Société recevra des paiements de transition annuels au comptant d'environ 37,4 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 d'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 pourront 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.

I. 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 interjeter appel ou faire écarter la sentence arbitrale. TransAlta s'oppose à ces mesures et les considère sans fondement. Aucune provision n'a été comptabilisée à cet égard.

J. 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.

K. 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.

Le contrat de production autonome procure à la Société des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison, et permet de maintenir une souplesse opérationnelle afin que la centrale puisse saisir les occasions de satisfaire les besoins du marché de l'électricité dans le nord-est de l'Ontario. La note 8 B) présente plus de détails sur ce contrat et son incidence sur les états financiers.

L. 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 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 de 61 millions de dollars.

M. 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.

N. 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. La transaction avait été annoncée le 23 novembre 2015.

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 pour un montant 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.

O. Contrat restructuré de Poplar Creek et acquisition de parcs éoliens

Le 1^{er} septembre 2015, la Société et Suncor Energy («Suncor») ont restructuré leur entente visant des services de production d'électricité aux installations de base des sables pétrolifères de Suncor près de Fort McMurray, en Alberta.

La centrale de cogénération à Poplar Creek de la Société, d'une capacité maximale de 376 MW, a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. La centrale est comptabilisée dans le secteur Gaz. Aux termes de la nouvelle entente, Suncor a fait l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport auprès de TransAlta. La Société a conservé deux turbines à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur («générateurs de gaz»), lesquels sont loués à Suncor. Suncor est la seule responsable du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris de l'ensemble des dépenses d'investissement, et est autorisée à utiliser les générateurs de gaz de la Société à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La Société fournit à Suncor des services de soutien technique afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de la totalité de la centrale de cogénération Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030. Puisqu'il a été établi que le nouveau contrat constituait un contrat de location-financement, la totalité de la valeur comptable de la centrale a été décomptabilisée.

Dans le cadre de la transaction, la Société a acquis la participation de Suncor dans deux parcs éoliens : la participation dans l'installation de Kent Breeze de 20 MW située en Ontario, ainsi que la participation de 51 % dans l'installation de Wintering Hills de 88 MW située en Alberta. La participation de la Société dans l'installation de Wintering Hills est comptabilisée comme une entreprise commune. Au 31 décembre 2016, l'installation de Wintering Hills était classée comme détenue en vue de la vente (voir la note 4 L)). La Société a vendu sa participation dans l'installation de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017.

Le tableau suivant présente les incidences de l'opération à la clôture en 2015, y compris les actifs et les passifs cédés et la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge :

Actifs	
Créances au titre des contrats de location-financement ¹	372
Immobilisations corporelles	104
Immobilisations incorporelles	37
Fonds de roulement, montant net	2
Total des actifs acquis	515
Passifs	
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	3
Actif net acquis	512
Contrepartie transférée	
Immobilisations corporelles	234
Fonds de roulement, montant net	27
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	(11)
Valeur comptable des actifs nets transférés	250
Profit comptabilisé	262

¹ Les paiements futurs au titre des contrats de location-financement comprennent des paiements de 57 millions de dollars par année de 2016 à 2018 et de 20 millions de dollars par année de 2019 à 2030. Les paiements ont été actualisés au taux de 2,68 % en fonction d'un rendement comparable sur les emprunts de la contrepartie ayant des échéances équivalentes au moment de la clôture.

L'apport des parcs éoliens aux produits et aux résultats d'exploitation de la Société depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2015 a été négligeable. Si l'acquisition avait eu lieu au début de 2015, l'apport des parcs éoliens se serait traduit par une augmentation de 8 millions de dollars des produits et par une diminution de 2 millions de dollars du résultat avant impôts sur le résultat.

P. Acquisitions d'un parc éolien et d'une centrale d'énergie solaire aux États-Unis

Le 1^{er} octobre 2015, la Société a acquis la totalité des participations des membres d'Odin Wind Power LLC, propriétaire du parc éolien de Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota, pour une contrepartie en trésorerie de 49 millions de dollars, ainsi que la prise en charge de certaines obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux. Le parc éolien fait l'objet de CAÉ à long terme jusqu'en 2034.

Le 1^{er} septembre 2015, la Société a acquis la totalité des participations des membres de RC Solar LLC pour une contrepartie en trésorerie de 55 millions de dollars. Les actifs acquis comprennent des projets d'énergie solaire de 21 MW entièrement assujettis à des contrats situés au Massachusetts, qui font l'objet de CAÉ à long terme variant entre 20 ans et 30 ans et sont admissibles à la phase un du programme de crédits au titre de l'énergie solaire renouvelable du Massachusetts (Massachusetts Solar Renewable Energy Credit).

Aux dates d'acquisition de 2015, les justes valeurs des actifs et des passifs identifiables d'Odin Wind Power LLC et de RC Solar LLC étaient les suivants :

Actifs

Immobilisations corporelles	217
Stocks (SREC-I)	10
Fonds de roulement, montant net	6
Total des actifs acquis	233

Passifs

Dettes sans recours	55
Passif lié à la masse fiscale	50
Passifs d'impôt différé ¹	18
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	4
Total des passifs pris en charge	127

Total de la contrepartie transférée **106**

¹ La Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé correspondant dans le compte de résultat consolidé à la date de l'acquisition, représentant les différences temporaires déductibles qui devraient dorénavant être recouvrables.

L'apport des actifs acquis aux produits et aux résultats d'exploitation de la Société depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2015 a été négligeable. Si l'acquisition avait eu lieu au début de 2015, l'apport des actifs acquis se serait traduit par une augmentation de 14 millions de dollars des produits et par une diminution de 6 millions de dollars du résultat avant impôts sur le résultat.

Q. Vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables

Le 7 mai 2015, la Société a conclu l'acquisition par TransAlta Renewables d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens de la Société. Le portefeuille se composait d'une production d'électricité de 575 MW provenant de six centrales en exploitation et du projet d'électricité de South Hedland qui était en construction, ainsi que du gazoduc de 270 kilomètres. Le placement de TransAlta Renewables consiste en l'acquisition de titres qui, au total, procureront une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents. La valeur combinée de la transaction s'est élevée à 1,78 milliard de dollars. La Société continue de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs australiens.

À la clôture de la transaction, la Société a reçu un produit en trésorerie net de 211 millions de dollars ainsi qu'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables. Les actions de catégorie B conféraient des droits de vote équivalant à ceux des actions ordinaires et ne donnaient pas droit à un dividende. Elles ont été converties en actions ordinaires à la mise en service de la centrale de South Hedland.

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti les 26,1 millions d'actions de catégorie B qu'elle détenait dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires. 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.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement par appel public à l'épargne offrant 17 858 423 actions ordinaires à un prix de 12,65 \$ par action. La clôture du placement a eu lieu en deux étapes, soit les 15 avril et 23 avril 2015. L'approbation de l'actionnaire de TransAlta Renewables a été obtenue le 7 mai 2015. TransAlta Renewables a reçu un produit brut d'environ 226 millions de dollars et, au total, a engagé des frais d'émission d'actions de 11 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars. Le produit du financement par capitaux propres a aussi été diminué par les paiements d'équivalents de dividendes totalisant 1 million de dollars.

R. Vente des actions de TransAlta Renewables à Alberta Investment Management Corporation

Le 26 novembre 2015, la Société a conclu la vente à Alberta Investment Management Corporation de 20 512 820 actions ordinaires de TransAlta Renewables pour un produit brut de 200 millions de dollars (produit net de 193 millions de dollars).

S. Provision pour frais de restructuration

Le 14 janvier 2015, la Société a lancé une importante initiative de réduction des coûts à ses centrales alimentées au charbon au Canada, ce qui a entraîné l'élimination de postes. Le 29 septembre 2015, la Société a réduit à nouveau ses coûts indirects en éliminant des postes principalement à son siège social à Calgary.

T. Changements dans la capitalisation interne des entités américaines

Le 15 décembre 2015, la Société a racheté partiellement son placement net dans une filiale en propriété exclusive. La Société a donc reclassé des autres éléments du résultat global la quote-part des profits à la conversion cumulés de 10 millions de dollars, contrebalancée par la quote-part des pertes après impôts cumulées connexes de 6 millions de dollars liées aux couvertures de l'investissement net.

5. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2017		2016		2015	
	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	775	—	755	—	775	—
Réduction (reprise) de valeur des stocks de charbon	—	—	(4)	—	22	—
Achats d'électricité	162	—	143	—	147	—
Amortissement minier	73	—	63	—	59	—
Salaires et avantages sociaux	6	248	6	249	5	250
Autres charges d'exploitation	—	269	—	240	—	242
Total	1 016	517	963	489	1 008	492

6. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («UGT»). Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections des flux de trésorerie actualisés selon les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073.

A. UGT marchande de l'Alberta

En 2017, 2016 et 2015, 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 en Alberta, et des politiques fédérales sur la taxe carbone et sur les émissions de gaz à effet de serre («GES»). Les conditions économiques ont également contribué au débordement de l'offre et à la faiblesse des prix du marché entre 2015 et 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-après, représentaient des indicateurs de dépréciation possibles pour l'UGT marchande de l'Alberta. Compte tenu de la composition de cette UGT, la Société a déterminé que l'UGT marchande de l'Alberta ne présentait pas d'indicateurs de dépréciation possibles. De ce fait, elle n'a pas réalisé d'analyse de dépréciation plus approfondie pour ces exercices visés, mais elle a procédé à une analyse des sensibilités pour ces facteurs pour l'ensemble des exercices afin de confirmer que l'excédent de la valeur recouvrable estimative par rapport à la valeur comptable était suffisant. Cette analyse de l'UGT marchande de l'Alberta a démontré qu'elle comptait une réserve importante en 2017, 2016 et 2015 en raison du grand parc d'énergies renouvelables de la Société dans la province.

I. 2017

Unité 1 de la centrale de Sundance

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation 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 cette unité serait toujours en activité en 2018 et 2019, demeurant ainsi dans l'UGT marchande de l'Alberta qui comporte une réserve importante. 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 une 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.

II. 2016

Le 24 novembre 2016, la Société a conclu une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement en vertu de laquelle elle recevra des paiements annuels au comptant d'environ 37,4 millions de dollars, montant net (se reporter à la note 4 H) pour plus de renseignements) contre notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2030. La Société a convenu dans le cadre du protocole d'entente conclu le 24 novembre 2016 de collaborer et de coopérer afin d'atteindre les objectifs prévus dans le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta. En particulier, les parties collaborent, entre autres :

- au passage, dès 2021, d'un marché axé uniquement sur l'énergie à un marché de capacité. Selon un marché de capacité, les producteurs sont rémunérés en fonction de leur capacité disponible;
- à définir une politique et à favoriser la conversion rentable au gaz naturel de certaines centrales alimentées au charbon en Alberta, y compris à s'assurer d'une coopération en matière de réglementation avec le gouvernement fédéral;

- à définir une politique pour traiter de la question de la valeur des réductions des émissions de carbone des centrales éoliennes et hydroélectriques existantes, de l'élaboration de mécanismes efficaces de soutien pour veiller à ce que la mise en place du marché de capacité en Alberta ne nuise pas à la production actuelle d'énergie renouvelable, et de l'élaboration d'une réglementation claire et harmonisée qui permet la réalisation rentable et en temps opportun de projets d'hydroélectricité en Alberta.

Le protocole d'entente ne crée aucune obligation juridiquement contraignante entre le gouvernement et la Société, et n'impose aucune obligation de réserve au gouvernement, ni n'entrave sa latitude ni son autorité. Le fait de passer à un marché de capacité, comme il a été annoncé, devrait avoir une incidence sur les mécanismes de marché de l'Alberta. Le passage de la structure du marché actuelle de l'Alberta au marché de capacité pourrait avoir une incidence sur l'établissement de l'UGT marchande de l'Alberta; toutefois, la Société n'a pas encore suffisamment d'information du gouvernement ou de l'Alberta Electric System Operator («AESO»), qui surveille la mise en place d'un marché de capacité, pour déterminer si un changement est nécessaire. La Société n'a pas modifié ses conclusions précédentes relativement à l'UGT marchande de l'Alberta.

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 (voir la note 4 E)). Relativement à cette vente, les actifs de Wintering Hills ont été comptabilisés comme 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 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.

III. 2015

En 2015, le gouvernement a annoncé son Plan de leadership sur le climat, qui préconisait dans une grande mesure une élimination graduelle de l'électricité produite à partir du charbon d'ici 2030, et a proposé l'imposition d'obligations de conformité additionnelles pour les émissions de GES dans la province. En 2016, le gouvernement a redéfini son approche à l'égard des GES en annonçant l'instauration d'une taxe carbone sur les émissions excédant les limites définies, soit de 20 \$ la tonne en 2017 et de 30 \$ la tonne en 2018. Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention de mettre en place une tarification pancanadienne à l'égard des émissions de GES. Dans le cadre de cette approche, qui commencera en 2018, le prix de l'équivalent en dioxyde de carbone émis sera établi à 10 \$ la tonne et atteindra 50 \$ la tonne en 2022.

B. Charbon – États-Unis

La Société a examiné les indicateurs de dépréciation possibles du secteur Charbon aux États-Unis en 2017, 2016 et 2015, dont il est question plus en détail ci-après.

Il a été estimé que la juste valeur diminuée du coût de sortie de l'UGT se rapprochait de sa valeur comptable et, par conséquent, aucune imputation pour dépréciation n'a été comptabilisée en 2017, 2016 et 2015. Tout changement défavorable des hypothèses, prises individuellement, aurait entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation. La Société continue de gérer les risques associés à l'UGT en optimisant ses activités d'exploitation et son plan d'investissement.

Les évaluations sont assujetties à une incertitude relative à la mesure d'après les principales hypothèses posées décrites ci-après et les données utilisées dans notre prévision à long terme, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du volume des contrats en vertu du protocole d'entente pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon conclu avec l'État de Washington. La période d'évaluation a été prolongée jusqu'à la mise hors service présumée de la centrale, soit après la cessation des activités sous leur forme actuelle prévue en 2025.

I. 2017

En 2017, la Société a renégocié ses contrats de transport ferroviaire et d'approvisionnement en charbon. Par conséquent, la Société a estimé l'incidence sur les variations des coûts du charbon et les prix de l'électricité mis à jour pour déterminer si l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis présentait des indicateurs de dépréciation possibles. La Société a conclu qu'elle ne présentait pas d'indicateurs de dépréciation possibles. La Société a utilisé ses prévisions à long terme et les principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de la région du Mid-Columbia	De 21,50 \$ US à 34,81 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 2,08 \$ US à 2,29 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 7,9 % à 9,0 %

II. 2016

En 2016, la Société a examiné les indicateurs de dépréciation possibles à l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis et a constaté que la juste valeur diminuée des coûts de sortie se rapprochait de la valeur comptable inscrite à ce moment-là. La Société a estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT, une évaluation de la juste valeur de niveau III, au moyen de ses prévisions à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de la région du Mid-Columbia	De 22,00 \$ US à 46,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,4 % à 5,7 %

III. 2015

En 2015, la Société a examiné les indicateurs de dépréciation possibles à l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis et a constaté que la juste valeur diminuée des coûts de sortie se rapprochait de la valeur comptable inscrite à ce moment-là. La Société a estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT, une évaluation de la juste valeur de niveau III, au moyen de ses prévisions à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de la région du Mid-Colombia	De 24,00 \$ US à 50,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 2,44 \$ US à 2,90 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,2 % à 6,2 %

Des recouvrements additionnels faisant suite à la cession de la centrale alimentée au gaz de Centralia en 2014 ont donné lieu à une reprise de dépréciation de 2 millions de dollars.

7. Créances au titre des contrats de location-financement**A. Rachat de la centrale de Solomon**

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG comptait racheter la centrale de Solomon auprès de 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 de FMG en contrepartie. FMG a retenu le solde du prix d'achat. De l'avis de la Société, ce montant n'aurait pas dû être retenu, et la Société prend les mesures nécessaires pour recouvrer la totalité ou une partie importante du montant auprès de FMG.

B. Montants à recevoir

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, et en 2016 à la centrale de Solomon se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2017		2016	
	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	68	66	124	119
De deux ans à cinq ans inclusivement	110	82	376	291
Plus de cinq ans	140	126	637	311
	318	274	1 137	721
Déduire : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	44	—	592	—
Ajouter : valeur résiduelle non garantie	—	—	233	57
Total des créances au titre des contrats de location-financement	274	274	778	778
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 12)	59		59	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	215		719	
	274		778	

8. Autres résultats d'exploitation nets

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Entente d'élimination du charbon en Alberta	(40)	—	—
Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga	(9)	(191)	—
Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché	—	—	56
Recouvrements d'assurance	—	(3)	(31)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(49)	(194)	25

A. Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement 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 d'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 d'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 d'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.

B. 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 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2017. La Société a convenu de résilier de façon anticipée le contrat existant avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, 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. Les couvertures de flux de trésorerie avaient trait à des achats de gaz futurs en dollars américains attendus en 2017 et en 2018. Au quatrième trimestre de 2016, la prévision en matière de consommation de gaz a été annulée, de sorte que la perte cumulative sur l'instrument de couverture a été reclassée du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisée en résultat net.

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.

C. Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'Alberta Utilities Commission («AUC»), alléguant notamment que TransAlta a manipulé le prix de l'électricité dans cette province au moyen d'interruptions de service dans certaines de ses centrales alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. La Société a nié les allégations de l'ASM. L'audience relative à la demande s'est tenue en décembre 2014, et les observations écrites ont été déposées en février 2015. En mai 2015, des observations écrites supplémentaires ont été déposées par suite d'une décision de la Cour suprême du Canada relative à la preuve d'expert présentée. Le 27 juillet 2015, l'AUC a rendu une décision selon laquelle elle établissait, entre autres, que i) la Société, en interrompant quatre fois les activités de ses centrales alimentées au charbon pendant une durée de 11 jours en 2010 et en 2011, a empêché les acheteurs en vertu des CAÉ de se tourner vers des concurrents ou a limité leurs initiatives à cet égard et a manipulé les prix du marché de façon à écarter la concurrence et ii) la Société avait violé la loi applicable en permettant à un de ses employés d'effectuer des transactions alors qu'il était en possession d'informations non publiques sur les interruptions. L'AUC a également déterminé que l'ASM n'avait pas prouvé par prépondérance des probabilités que la Société avait violé la loi applicable en raison de politiques, pratiques et contrôles inadéquats et déficients liés à la conformité à cette loi.

Cette décision de l'AUC a marqué la fin de la première phase des procédures. TransAlta a demandé une autorisation d'appel à ce titre auprès de la Cour d'appel de l'Alberta en août 2015. La deuxième phase des procédures de l'AUC consistait à étudier la pénalité qu'elle pourrait imposer à la Société. Le 30 septembre 2015, TransAlta et l'ASM ont conclu une entente pour régler toutes les procédures pendantes devant l'AUC. Le règlement, sous forme d'une ordonnance de consentement, a été approuvé par l'AUC le 29 octobre 2015. Aux termes de l'ordonnance de consentement, la Société a versé un montant total de 56 millions de dollars, soit environ 27 millions de dollars à titre de remboursement d'un avantage économique, un montant de 4 millions de dollars pour couvrir les frais juridiques et coûts connexes engagés par l'ASM, et une pénalité administrative de 25 millions de dollars. Du montant total, une tranche de 31 millions de dollars a été versée au quatrième trimestre de 2015, et la pénalité administrative de 25 millions de dollars a été versée en novembre 2016. Par suite de cette approbation, la Société a abandonné l'appel de la décision de l'AUC.

D. Recouvrements d'assurance

Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2017.

En 2016, la Société a reçu 3 millions de dollars en recouvrements d'assurance (31 millions de dollars en 2015), dont 2 millions de dollars (6 millions de dollars en 2015) pour une interruption d'activités et 1 million de dollars pour le remplacement ou la remise à neuf de matériel de certaines centrales éoliennes (7 millions de dollars en 2015 pour les centrales au charbon au Canada).

En 2015, la Société a reçu 18 millions de dollars en recouvrements d'assurance pour le remplacement ou la remise à neuf de matériel de certaines installations hydroélectriques à la suite des inondations qui ont touché le sud de l'Alberta en 2013. De plus, la Société a reçu en 2015 une indemnité d'assurance de 12 millions de dollars rattachée aux coûts des réparations effectuées à certaines centrales hydroélectriques à la suite des inondations survenues dans le sud de l'Alberta en 2013, montant qui a été comptabilisé en réduction des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

9. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Intérêt sur la dette	218	218	218
Produit d'intérêts	(7)	(2)	(2)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 16)	(9)	(16)	(9)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 4 F)	6	1	—
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	4
Commissions d'engagement à l'égard de la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	19	10
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills (note 4)	—	(10)	9
Divers	(3)	(4)	—
Désactualisation des provisions (note 20)	21	20	21
Charge d'intérêts nette	247	229	251

10. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Résultat avant impôts sur le résultat	(54)	314	221
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujetti à l'impôt	(35)	(109)	(34)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	(89)	205	187
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	26,8	26,7	25,9
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévue	(24)	55	48
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Taux d'impôt effectifs étrangers plus bas	(11)	(16)	(16)
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale	—	11	95
Règlement de l'ASM	—	—	14
Reprise de réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(15)	(10)	(56)
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	110	1	20
Divers	4	(3)	—
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105
Taux d'impôt effectif (%)	72	19	56

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	2017	2016	2015
Charge d'impôt exigible ¹	79	23	24
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des exercices précédents	—	—	(5)
Ajustements à l'égard des impôts différés des exercices précédents	—	(3)	5
Charge d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(110)	16	22
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale ²	—	11	95
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ³	110	1	20
Recouvrement d'impôt différé découlant de la reprise de réduction de valeur des actifs d'impôt différé ⁴	(15)	(10)	(56)
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Charge d'impôt exigible	79	23	19
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(15)	15	86
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105

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. En 2015, afin de tenir compte de la vente d'une participation financière dans les actifs australiens à TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des filiales de TransAlta a été effectuée. La réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 95 millions de dollars au titre du placement de TransAlta dans une filiale. Pour 2015 et 2016, 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., initialement appelé la Tax Cuts and Jobs Act, qui prévoit de réduire le taux fédéral de l'impôt sur le revenu des sociétés pour le faire passer de 35 % à 21 %. Le passif d'impôt différé net de la Société lié à ses activités aux États-Unis qu'elle détient directement comprend 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 le revenu des 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 diminution du passif d'impôt différé de 110 millions de dollars, dont un montant de 1 million de dollars est comptabilisé en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés et un montant compensatoire de 111 millions de dollars est comptabilisé en tant que recouvrement d'impôt différé 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. Le montant de 2015 a trait à l'incidence d'une hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés de l'Alberta de 10 % à 12 %, en date du 18 juin 2015.

4 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 15 millions de dollars (10 millions de dollars en 2016 et 56 millions de dollars en 2015). 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. Les autres éléments du résultat global constatés au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 ont entraîné des différences temporaires imposables sur lesquelles sont fondées en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de la réduction de valeur.

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	2017	2016	2015
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(108)	51	89
Incidence nette liée aux couvertures de l'investissement net	(7)	16	8
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	(4)	4	—
Frais d'émission des actions	—	—	(4)
Perte à la vente du placement dans une filiale	—	—	(8)
Charge d'impôts sur le résultat présentée dans les capitaux propres	(119)	71	85

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	2017	2016
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes	541	768
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	117	103
Immobilisations corporelles	(1 009)	(1 114)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(160)	(282)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	74	70
Intérêt déductible au cours de périodes futures	50	90
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	42	69
Produits différés tirés du charbon	16	17
Autres différences temporaires déductibles	22	3
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(307)	(276)
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(218)	(383)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(525)	(659)

Les passifs d'impôt différé, montant net, sont présentés dans les états de la situation financière consolidés comme suit :

Aux 31 décembre	2017	2016
Actifs d'impôt différé ¹	24	53
Passifs d'impôt différé	(549)	(712)
Passifs d'impôt différé, montant net	(525)	(659)

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 2017, la Société avait comptabilisé un passif net de 4 millions de dollars (7 millions de dollars en 2016) relatif à des positions fiscales incertaines. La diminution est attribuable aux règlements avec les autorités fiscales.

11. 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. 2017
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % – Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	36 % – 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 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 150 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de la participation en capitaux propres de la Société 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, car les coûts liés à la construction et à la mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu avec TransAlta Renewables.

Par suite de la conversion des actions de catégorie B 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	
Au 1 ^{er} août 2017 et par la suite	64,0	64,0	

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires	459	259	236
Résultat net	13	1	198
Total du résultat global	(24)	40	204
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	11	2	63
Total du résultat global	—	18	65
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	85	83	43

Aux 31 décembre	2017	2016
Actifs courants	145	109
Actifs non courants	3 483	3 732
Passifs courants	(356)	(537)
Passifs non courants	(1 075)	(1 237)
Total des capitaux propres	(2 197)	(2 067)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(812)	(851)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	36,0	40,2

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires	175	274	288
Résultat net	61	211	61
Total du résultat global	61	258	77
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	31	105	31
Total du résultat global	31	128	38
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	87	68	56
Aux 31 décembre			
		2017	2016
Actifs courants		193	171
Actifs non courants		404	538
Passifs courants		(73)	(65)
Passifs non courants		(26)	(35)
Total des capitaux propres		(498)	(609)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.		(247)	(301)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		49,99	49,99

12. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2017	2016
Créances clients	693	446
Montants à recevoir au titre de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga	108	112
Créances clients, montant net	801	558
Garanties versées (note 14)	67	77
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 7)	59	59
Partie courante du prêt à recevoir (note 19)	5	—
Impôts sur le résultat à recevoir	1	9
Créances clients et autres débiteurs	933	703

13. 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 2017

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	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.

Valeur comptable au 31 décembre 2016

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	305	—	305
Créances clients et autres débiteurs	—	—	703	—	703
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	719	—	719
Autres actifs	—	—	116	—	116
Actifs de gestion du risque					
Courants	192	57	—	—	249
Non courants	749	36	—	—	785
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	—	413	413
Dividendes à verser	—	—	—	54	54
Passifs de gestion du risque					
Courants	1	65	—	—	66
Non courants	4	44	—	—	48
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location financement ²	—	—	—	4 361	4 361

¹ Comprennent 103 millions de dollars en équivalents de trésorerie.

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 d'entrée 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 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 d'entrée 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 et de la dette à long terme évalués et comptabilisés à la juste valeur, 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, 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 détient aussi 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 transactions 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 les procédures d'examen et de surveillance quotidiennes permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats de gestion du risque ou les groupes de contrats 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	2017		2016	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	853	+130 -130	907	+76 -69
Ventes d'électricité à long terme – Alberta	(1)	+2 -2	(3)	+5 -5
Achats d'électricité conditionnels – unités	44	+7 -9	13	+2 -4
Produits structurés – est des États-Unis	17	+8 -7	24	+8 -8
Autres	5	+9 -9	6	+3 -3

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 2019, 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 faisant la moyenne des prévisions fondamentales externes (les fournisseurs sont indépendants et sont reconnus comme des experts du secteur pour les prévisions et hypothèses). 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 2017 se situe entre 25 \$ US et 34 \$ US (27 \$ US et 36 \$ US au 31 décembre 2016). 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 (5 \$ US au 31 décembre 2016) 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 déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2016 et le 31 décembre 2017, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 50 millions de dollars et 8 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 détenu à des fins de transaction.

Pour les périodes au-delà de 2022, 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. 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 2017 se situe entre 63 \$ et 67 \$ (68 \$ et 93 \$ au 31 décembre 2016). 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 détenus à des fins de transaction.

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 2017 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2016) et de 2,20 % à 2,76 % (2,15 % à 3,62 % au 31 décembre 2016). 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 1,94 % (0,75 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 7,77 % à 10,46 % (15,5 % au 31 décembre 2016), 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 2017 sont de respectivement 75 % à 159 % et 71 % à 88 % (66 % à 128 % et 65 % à 88 % au 31 décembre 2016). 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 7 % (5 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 6 % (9 % au 31 décembre 2016), 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 2017 sont de respectivement 18 % à 54 % et 70 % (20 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2016). 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 27 % à 32 % et 10 % (10 % en 2016).

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 2017 : niveau I - passif net de 1 million de dollars (néant au 31 décembre 2016), niveau II - passif net de 42 millions de dollars (passif net de 14 millions de dollars au 31 décembre 2016), niveau III - actif net de 771 millions de dollars (actif net de 758 millions de dollars au 31 décembre 2016).

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 2017 découlent essentiellement de la variation de la valeur du contrat de vente d'électricité à long terme (éléments de couverture de niveau III) comme il a été mentionné à la section B I) c) i) de la présente note.

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 par niveau de classement au cours des exercices clos respectivement le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2016 :

	Exercice clos le 31 décembre 2017			Exercice clos le 31 décembre 2016		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	726	32	758	640	(98)	542
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	100	(2)	98	163	13	176
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	33	33	—	29	29
Contrats réglés	(57)	(10)	(67)	(50)	88	38
Variation des taux de change	(50)	(2)	(52)	(27)	—	(27)
Transferts vers le niveau III	—	1	1	—	—	—
Actifs nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	719	52	771	726	32	758
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans divers	50	—	50	136	—	136
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat	57	29	86	50	42	92
Profits (pertes) latent(e)s compris(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de l'exercice	—	19	19	—	130	130

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 d'actif net de 34 millions de dollars au 31 décembre 2017 (actif net de 176 millions de dollars au 31 décembre 2016), 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 2017 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				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme ¹ au 31 décembre 2017	—	3 708	—	3 708	3 638
Dette à long terme ¹ au 31 décembre 2016	—	4 271	—	4 271	4 221

¹ Comprend la partie courante. Le montant de 2016 exclut une dette de 67 millions de dollars évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

Les justes valeurs des débentures 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 19) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 7) 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	2017	2016	2015
Profit net non amorti au début de l'exercice	148	202	188
Nouveaux profits initiaux	12	10	28
Variation des taux de change	(7)	(4)	28
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(48)	(60)	(42)
Profit net non amorti à la fin de l'exercice	105	148	202

14. Activités de gestion du risque

A. 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 2017

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	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

Au 31 décembre 2016

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	86	–	(16)	70
Non courants	683	–	(9)	674
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	769	–	(25)	744
Divers				
Courants	105	–	8	113
Non courants	59	3	1	63
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	164	3	9	176
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	933	3	(16)	920

Les informations additionnelles sur les instruments dérivés ont été présentées à leur montant net.

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	2017				2016			
	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	281	637	(159)	(38)	315	744	(113)	(53)
Montants bruts compensés	(43)	—	43	—	(24)	(3)	24	3
Montants nets comme présentés dans les états de la situation financière consolidés	238	637	(116)	(38)	291	741	(89)	(50)

II. Couvertures*a. Couvertures de l'investissement net*

En 2017, 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 480 millions de dollars américains (630 millions de dollars américains en 2016). 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 seront différées dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à la cession des activités à l'étranger connexes.

*b. Couvertures de flux de trésorerie**i. Gestion du risque lié aux produits de base*

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	2017		2016		
	Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)		1 997	44	4 916	—

En 2017, des profits latents avant impôts additionnels de 2 millions de dollars (néant en 2016 et 3 millions de dollars en 2015) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés inefficaces à des fins comptables ont été repris du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat net. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur la production d'électricité future attendue entre les exercices 2012 et 2017. Au premier trimestre de 2011, la production était évaluée comme étant très improbable compte tenu des prix alors prévus. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui ont changé entre cette date et la date à laquelle les contrats ont été réglés. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces à des fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net au moment du règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Cependant, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeraient pas.

Au 31 décembre 2017, des profits cumulés de 1 million de dollars (4 millions de dollars en 2016) liés à des couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée précédemment et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture continuent d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou immédiatement si on ne s'attend plus à ce que ces dernières se réalisent.

ii. Gestion du risque de change

La Société utilise des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères, et 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.

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. Des profits cumulés sur ces couvertures de flux de trésorerie d'environ 3 millions de dollars au 31 mars 2017 continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à mesure que les transactions prévues (les paiements d'intérêts) auront lieu. Les variations de ces actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

Aux 31 décembre		2017		2016			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>							
9 CAD	7 USD	–	2018	–	–	–	–
14 CAD	9 EUR	–	2018	–	–	–	–
1 AUD	119 JPY	–	2018	8 AUD	710 JPY	1	2017
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>							
–	–	–	–	26 CAD	20 USD	–	2018
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaies étrangères</i>							
–	–	–	–	434 CAD	400 USD	104	2017
–	–	–	–	306 CAD	270 USD	59	2018

iii. Incidence des couvertures de flux de trésorerie

Les tableaux ci-dessous résument les montants avant impôts comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés hors du résultat global relativement aux couvertures de flux de trésorerie :

Exercice clos le 31 décembre 2017					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	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	–	(Profit) perte de change	–
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	–	(Profit) perte de change	3	(Profit) perte de change	–
Swaps de devises	(26)	(Profit) perte de change	24	(Profit) perte 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	–

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des profits après impôts d'environ 85 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 2016

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	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	—	(Profit) perte de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	(2)	(Profit) perte de change	53	(Profit) perte de change	—
Swaps de devises	(25)	(Profit) perte de change	(23)	(Profit) perte 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

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, la Société a reclassé des pertes latentes avant impôts sur les 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 8 B) pour en savoir plus.

Exercice clos le 31 décembre 2015

Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	308	Produits des activités ordinaires	(110)	Produits des activités ordinaires	5
		Combustible et achats d'électricité	41	Combustible et achats d'électricité	—
Contrats de change à terme sur les produits de base	32	Produits des activités ordinaires	(12)	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	4	Immobilisations corporelles	(1)	(Profit) perte de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	10	(Profit) perte de change	(12)	(Profit) perte de change	—
Swaps de devises	163	(Profit) perte de change	(163)	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	517	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(250)	Incidence sur le résultat net	5

En 2015, le total des profits latents avant impôts de 6 millions de dollars a été sorti du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisé dans les résultats après l'annulation de la désignation à titre de couverture à des fins comptables.

c. Couvertures de la juste valeur

i. Gestion du risque de taux d'intérêt

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de juste valeur sur une dette de 50 millions de dollars américains. Des pertes cumulées d'environ 2 millions de dollars au 31 mars 2017 liées à la couverture de juste valeur, comptabilisées comme partie intégrante de la valeur comptable de la dette couverte, seront amorties en résultat net sur la durée restante de la dette. Les variations des actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective. Se reporter à la section II b) ii) de la présente note pour obtenir plus de renseignements sur ces dérivés autres que de couverture.

En 2016, la Société avait converti une partie de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux est de 6,65 %, en une dette à taux d'intérêt variable fondé sur le LIBOR aux États-Unis au moyen de swaps de taux d'intérêt, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre 2017			2016		
Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
—	—	—	50 USD	3	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits à la section II b) ii) de la présente note, et des swaps en 2016 susmentionnés, 6 % de la dette de la Société au 31 décembre 2017 était assujettie à des taux d'intérêt variables (6 % en 2016).

III. Éléments autres que 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. Ainsi, les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat au cours de la période où surviennent les variations.

a. Gestion du risque lié aux produits de base

Aux 31 décembre	2017		2016	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	14 688	7 348	19 362	19 060
Gaz naturel (GJ)	74 195	103 805	146 113	173 187
Transport (MWh)	1	3 455	—	3 429
Émissions (tonnes)	516	717	1 370	1 370
Huile de chauffage (gallons)	—	—	—	294

b. Autres dérivés autres que de couverture

i) Monnaies étrangères

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 seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

Aux 31 décembre	2017				2016			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>								
170 AUD	157 CAD	(9)	2018-2021	152 USD	216 CAD	12	2017-2020	
73 USD	104 CAD	11	2018-2021	232 AUD	219 CAD	(3)	2017-2020	
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>								
294 CAD	230 USD	(4)	2018	—	—	—	—	
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaies étrangères</i>								
306 CAD	270 USD	35	2018	—	—	—	—	

ii) Taux d'intérêt

La Société a converti une partie de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux est de 6,65 % (6,65 % en 2016), en une dette à taux d'intérêt variable fondé sur le LIBOR aux États-Unis au moyen de taux d'intérêt. La Société a converti une partie de sa dette à taux variable en une dette à taux fixe de 4,7 %.

Aux 31 décembre	2017			2016		
	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
Dette à taux fixe	50 USD	1	2018	—	—	—
Dette à taux variable	22 USD	—	2018-2024	—	—	—

c. 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. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a comptabilisé un profit latent net de 45 millions de dollars (perte de 63 millions de dollars en 2016 et perte de 51 millions de dollars en 2015) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, un profit de 28 millions de dollars (profit de 9 millions de dollars en 2016 et perte de 1 million de dollars en 2015) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend des pertes latentes nettes de 2 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars en 2016 et perte de 11 millions de dollars en 2015) et des profits réalisés nets de 30 millions de dollars (profit de 5 millions de dollars en 2016 et profit de 10 millions de dollars en 2015).

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers.

I. Risque de marché*a. 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.

i. 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 valeur à risque («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.

La Société reconnaît les limites de la VaR et utilise activement d'autres contrôles, y compris les restrictions sur les instruments autorisés, les limites volumétriques et de temps, la simulation au titre des divers portefeuilles et du portefeuille total de négociation pour compte propre, et les examens de la direction lorsque les limites de la perte sont dépassées.

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 2017 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 5 millions de dollars (2 millions de dollars en 2016 et 5 millions de dollars en 2015).

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 2017, 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 16 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016 et 24 millions de dollars en 2015).

La politique de la Société relative aux transactions adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des contrats à ses propres fins ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. 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 2017, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 5 millions de dollars (7 millions de dollars en 2016 et 1 million de dollars en 2015).

b. 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. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable, les actifs portant intérêt, les instruments financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net et les instruments dérivés aux fins de couverture de taux d'intérêt, est décrite ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 15 points de base (15 points de base en 2016 et 15 points de base en 2015) est une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre des taux d'intérêt du marché.

Exercices clos les 31 décembre	2017		2016		2015	
	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹
Variation de points de base	—	—	—	—	1	—

¹ Ce calcul suppose une diminution des taux d'intérêt du marché. Une augmentation aurait l'effet contraire.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain, le yen japonais, l'euro 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.

Dans le cadre de la transaction liée aux actifs australiens dont il est question à la note 4 Q), 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. En 2016, une perte de 5 millions de dollars a été comptabilisée. 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. En 2017, une perte de change de 6 millions de dollars a été comptabilisée.

La Société a aussi recours aux contrats de change pour couvrir ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change. La sensibilité au risque de change décrite ci-dessous est limitée au risque lié aux instruments financiers libellés dans une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle.

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 2016 et en 2015) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation possiblement raisonnable au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2017		2016		2015	
	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	(5)	—	(5)	—	2	5
Dollar australien	(7)	—	(7)	—	(3)	—
Total	(12)	—	(12)	—	(1)	5

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 2017 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	87	13	100	933
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	96	4	100	215
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	903
Prêt à recevoir ²	—	100	100	33
Total				2 084

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 La contrepartie n'a pas de note de solvabilité externe. Compte non tenu de la tranche de 5 millions de dollars classée dans les créances clients et autres débiteurs.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2017, 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 40 millions de dollars au 31 décembre 2017 (14 millions de dollars en 2016).

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 2017, 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, et en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil d'administration sur l'exposition de nos activités de négociation pour compte propre au risque de liquidité.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	595	—	—	—	—	—	595
Dette à long terme ¹	730	469	472	100	581	1 312	3 664
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(81)	(94)	(88)	(102)	(103)	(260)	(728)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(37)	1	1	1	—	—	(34)
Obligations au titre des contrats de location-financement	18	15	12	6	4	14	69
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	177	153	125	102	95	692	1 344
Dividendes à verser	34	—	—	—	—	—	34
Total	1 436	544	522	107	577	1 758	4 944

¹ Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

² Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

C. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni 67 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 2017, la Société détenait un montant de 21 millions de dollars (21 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 2017, la Société avait fourni une garantie de 131 millions de dollars (116 millions de dollars au 31 décembre 2016) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 96 millions de dollars à ses contreparties (49 millions de dollars au 31 décembre 2016).

15. 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 la commercialisation de l'énergie, 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	2017	2016
Pièces et matériaux	118	110
Charbon	58	65
Frais de découverte différés	11	12
Gaz naturel	9	17
Crédits d'émission achetés	23	9
Total	219	213

La variation des stocks se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2015	219
Utilisation nette	(12)
Réductions de valeur	(9)
Reprise de réductions de valeur	13
Variation des taux de change	2
Solde au 31 décembre 2016	213
Achats nets	11
Variation des taux de change	(5)
Solde au 31 décembre 2017	219

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

16. 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 2015	95	6 091	1 484	3 265	1 208	351	360	12 854
Ajouts	2	—	—	1	—	353	2	358
Ajouts – contrats de location-financement	—	—	—	—	7	—	—	7
Cessions	(1)	—	(3)	(1)	(1)	—	(3)	(9)
Imputation pour dépréciation – Wintering Hills (note 4)	—	—	—	(28)	—	—	—	(28)
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	—	—	(67)	—	—	—	(67)
Divers (note 6)	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	14	12	4	36	—	5	71
Mise hors service d'actifs	—	(96)	(3)	(14)	(6)	—	(3)	(122)
Variation des taux de change	(1)	(38)	(16)	(10)	(3)	(13)	(4)	(85)
Transferts ²	—	(95)	51	62	24	(284)	37	(205)
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 6)	—	(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 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
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2015	—	3 280	873	810	604	—	114	5 681
Amortissement	—	284	118	127	59	—	19	607
Mise hors service d'actifs	—	(85)	(4)	(7)	(2)	—	(3)	(101)
Cessions	—	—	(1)	—	(1)	—	—	(2)
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	—	—	(6)	—	—	—	(6)
Variation des taux de change	—	(28)	(10)	—	(1)	—	—	(39)
Transferts	—	(239)	51	(2)	—	—	(1)	(191)
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
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2015	95	2 811	611	2 455	604	351	246	7 173
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

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.

2 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.

La Société a incorporé des intérêts de 9 millions de dollars dans le coût des immobilisations corporelles en 2017 (16 millions de dollars en 2016) à un taux moyen pondéré de 5,87 % (5,93 % en 2016).

Les ajouts aux contrats de location-financement en 2017 et 2016 visent du matériel minier à la mine de Highvale. Au 31 décembre 2017, la valeur comptable du total des actifs au titre des contrats de location-financement s'établissait à 65 millions de dollars (76 millions de dollars en 2016).

17. 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	2017	2016
Hydroélectricité	259	259
Énergie éolienne et énergie solaire	174	175
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	463	464

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2017, 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 2017, 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 2017. 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 2017 variaient entre 22 \$ et 218 \$ par MWh au cours de la période de prévision (32 \$ à 301 \$ par MWh en 2016). En 2017, des taux d'actualisation variant de 5,5 % à 6,0 % (de 5,5 % à 6,0 % en 2016) 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.

18. 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 décembre 2015	178	256	223	15	672
Ajouts	—	—	—	21	21
Ajouts - contrat de location-acquisition	—	3	—	—	3
Mises hors service	—	(3)	—	—	(3)
Variation des taux de change	—	(1)	—	(1)	(2)
Transferts	—	13	—	(11)	2
Au 31 décembre 2016	178	268	223	24	693
Ajouts	—	31	—	20	51
Variation des taux de change	—	(3)	—	—	(3)
Transferts	—	18	—	(15)	3
Au 31 décembre 2017	178	314	223	29	744
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2015	109	142	52	—	303
Amortissement	6	24	8	—	38
Mises hors service	—	(3)	—	—	(3)
Au 31 décembre 2016	115	163	60	—	338
Amortissement	8	24	9	—	41
Variation des taux de change	—	1	—	—	1
Transferts	2	—	(2)	—	—
Au 31 décembre 2017	125	188	67	—	380
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2015	69	114	171	15	369
Au 31 décembre 2016	63	105	163	24	355
Au 31 décembre 2017	53	126	156	29	364

19. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2017	2016
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	75	–
Frais de permis différés	13	15
Frais de mise en valeur de projets	53	46
Frais de service différés	15	16
Créance à long terme – Mississauga (note 4)	–	116
Charges payées d'avance et autres actifs à long terme	44	44
Prêt à recevoir	33	–
Dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills	4	5
Total des autres actifs	237	242

Les coûts payés d'avance relatifs à la centrale de South Hedland sont liés à certains coûts de transport et de distribution d'électricité qui 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 des projets de l'unité 7 de la centrale de Sundance et de Dunvegan de la Société en Alberta. 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.

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.

La créance à long terme de la centrale de Mississauga a trait à des montants comptabilisés par suite de la conclusion du nouveau contrat. La Société recevra des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018. Se reporter aux notes 4 et 12 pour en savoir plus.

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 32.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 38 millions de dollars 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 Société peut à tout moment demander le remboursement de tout solde en cours afin de financer les dépenses d'investissement nécessaires. La partie courante de 5 millions de dollars est incluse dans les créances clients, et la partie non courante de 33 millions de dollars 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.

20. 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 2015	233	165	398
Passifs contractés	11	12	23
Passifs réglés	(23)	(36)	(59)
Désactualisation	19	1	20
Révisions des flux de trésorerie estimés	12	5	17
Révisions des taux d'actualisation	44	—	44
Reprises	—	(96)	(96)
Variation des taux de change	(3)	(1)	(4)
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

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 d'élimination du charbon (voir la note 4 H)), 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 inférieurs, 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 moment des sorties de fonds de certaines centrales alimentées au charbon et d'activités minières au Canada ont également été revus, entraînant une augmentation des passifs correspondants.

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2016	293	50	343
Partie courante	27	12	39
Partie non courante	266	38	304
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470
Partie courante	40	27	67
Partie non courante	397	6	403

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 2018 et 2073. La grande partie des coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni un cautionnement de 139 millions de dollars américains (139 millions de dollars américains en 2016) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 120 millions de dollars (117 millions de dollars en 2016) 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 en raison 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.

En 2015, la Société a comptabilisé un ajustement significatif au titre des autres provisions, relativement à la demande de dispense pour force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keepphills. Toutefois, la dispense a été accordée à la Société le 18 novembre 2016, de sorte qu'une provision d'environ 94 millions de dollars a été reprise au dernier trimestre de 2016, comme il est expliqué à la note 4 l).

21. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement

A. Facilités de crédit, dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2017			2016		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	27	27	2,8 %	—	—	— %
Débiteures	1 046	1 051	6,0 %	1 045	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ³	1 499	1 510	6,0 %	2 151	2 158	5,0 %
Dette sans recours ⁴	1 022	1 032	4,3 %	1 038	1 048	4,5 %
Divers ⁵	44	44	9,2 %	54	54	9,2 %
	3 638	3 664		4 288	4 311	
Obligations au titre des contrats de location-financement	69			73		
	3 707			4 361		
Moins : tranche courante de la dette à long terme	(729)			(623)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(18)			(16)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(747)			(639)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	2 960			3 722		

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 1,2 milliard de dollars américains au 31 décembre 2017 (1,6 milliard de dollars américains au 31 décembre 2016).

4 Inclut 27 millions de dollars américains au 31 décembre 2017 (53 millions de dollars américains au 31 décembre 2016).

5 Inclut 24 millions de dollars américains au 31 décembre 2017 (29 millions de dollars américains au 31 décembre 2016) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les facilités de crédit comprennent la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1 milliard de dollars de la Société, la facilité de crédit consortiale consentie de 0,5 milliard de dollars de TransAlta Renewables, et les facilités de crédit bilatérales consenties de 200 millions de dollars américains et de 240 millions de dollars de la Société. Ces facilités viennent à échéance respectivement en 2021, 2021, 2020 et 2019. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,5 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2016) 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.

En 2017 :

- TransAlta Renewables a conclu une entente de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie totalisant 0,5 milliard de dollars. L'entente est pleinement consentie pour quatre ans et vient à échéance en 2021. 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 la nouvelle entente de crédit, la facilité de crédit de 350 millions de dollars consentie par TransAlta a été annulée. Les liquidités consolidées de la Société sont demeurées inchangées, étant donné que la facilité de crédit de la Société a diminué de 0,5 milliard de dollars pour s'établir à un total de 1,0 milliard de dollars, alors que la facilité de TransAlta Renewables a augmenté pour s'établir à un total de 0,5 milliard de dollars.
- La Société a prolongé d'un an sa facilité de crédit consortiale consentie renouvelable de quatre ans de 1,0 milliard de dollars et trois facilités de crédit bilatérales respectivement jusqu'en 2021 et 2019, les principales modalités et clauses restrictives demeurant inchangées.

En 2016, la Société a :

- remboursé le solde des facilités de crédit grâce à une combinaison de flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et d'un produit en trésorerie net de 173 millions de dollars tiré de la vente de la participation financière dans les actifs canadiens, qui a été conclue le 6 janvier 2016 (note 4);
- prolongé d'un an la facilité de crédit consortiale consentie renouvelable de quatre ans de 1,5 milliard de dollars et trois facilités de crédit bilatérales respectivement jusqu'en 2020 et 2018, les principales modalités et clauses restrictives demeurant inchangées;
- prolongé jusqu'en 2020 la facilité de crédit bilatérale de quatre ans de 200 millions de dollars américains. Le montant disponible a été ramené de 300 millions de dollars américains à 200 millions de dollars américains. Les principales modalités et clauses restrictives demeurent inchangées.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016), y compris la facilité de crédit de TransAlta Renewables de 500 millions de dollars. Au total, un montant de 1,4 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) n'a pas été prélevé. Au 31 décembre 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), composé d'emprunts réels de néant (néant en 2016) et de lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 314 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les débetures portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 5,0 % à 7,3 % et viennent à échéance de 2019 à 2030.

Les billets de premier rang portent intérêt à des taux allant de 4,5 % à 6,9 % et viennent à échéance de 2018 à 2040.

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 480 millions de dollars américains (630 millions de dollars américains en 2016) 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 5,36 %.

Le 2 octobre 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 débentures sans recours de CHD pour une valeur nominale de 191 millions de dollars. Se reporter à la note 4 F) pour en savoir plus.

En 2016 :

- La débenture sans recours à 5,69 % de 27 millions de dollars de la Société est arrivée à échéance et a été payée au moyen des liquidités existantes.
- New Richmond Wind L.P., filiale de la Société, a émis une obligation sans recours d'un montant de 159 millions de dollars qui porte intérêt à 3,963 %, le capital et les intérêts étant payables semestriellement, et arrive à échéance le 30 juin 2032 (voir la note 4 M)).
- La Société a versé un paiement semestriel prévu de 4 millions de dollars sur le capital de l'obligation de New Richmond Wind L.P.
- La Société a versé des paiements semestriels prévus d'environ 35 millions de dollars sur le capital de l'obligation de Melancthon-Wolfe Wind L.P.
- TAPC Holdings LP, filiale de la Société, a émis une obligation sans recours d'un montant de 202,5 millions de dollars qui porte intérêt à un taux variable correspondant au taux CDOR majoré de 395 points de base, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement, et arrive à échéance le 31 décembre 2030 (voir la note 4 J)).
- La Société a racheté par anticipation des obligations sans recours de 10 millions de dollars, ce qui a donné lieu à une perte de 1 million de dollars comptabilisée dans la charge d'intérêts.

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 (voir la note 4 P)).

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 2017, 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 de Mass Solar totalisant 1 022 millions de dollars (845 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 2018. Au 31 décembre 2017, un montant de 35 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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. Au 31 décembre 2017, la Société a choisi d'utiliser des lettres de crédit. Toutefois, au 31 décembre 2017, un montant de 1 million de dollars en trésorerie a été déposé dans certains comptes de réserve qui ne permettent pas l'utilisation de lettre de crédit et n'était pas disponible pour une utilisation à des fins générales.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 848 millions de dollars (644 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 1 107 millions de dollars au 31 décembre 2017 (956 millions de dollars au 31 décembre 2016). Au 31 décembre 2017, une obligation sans recours d'environ 174 millions de dollars (201 millions de dollars au 31 décembre 2016) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

D. Remboursements de capital

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Remboursements de capital ¹	730	469	472	100	581	1 312	3 664

¹ Excluent l'incidence des instruments dérivés.

E. Liquidités soumises à restrictions

La Société détient 30 millions de dollars tirés du produit du financement du projet de KHWLP dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction sous réserve du respect de certaines modalités, notamment la mise en service de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills.

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	2017		2016	
	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	20	20	19	19
De deux ans à cinq ans inclusivement	43	38	44	39
Plus de cinq ans	15	11	21	15
	78	69	84	73
Déduire : coût financier	9	—	11	—
Total des obligations au titre des contrats de location-financement	69	69	73	73
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	18		16	
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	51		57	
	69		73	

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 2017 totalisaient 677 millions de dollars (566 millions de dollars en 2016) et aucun montant (néant en 2016) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

22. 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	2017	2016
Obligations au titre des prestations définies (note 27)	235	208
Produits différés tirés du charbon	60	62
Primes à long terme (note 26)	16	14
Divers	48	46
Total	359	330

Les produits différés tirés du charbon se composent de montants reçus du partenaire de l'entreprise commune de l'unité 3 de la centrale de Keephills de la Société, pour les livraisons futures de charbon. Ces montants sont amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon depuis le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills le 1^{er} septembre 2011.

Le poste Divers comprend un remboursement de 9 millions de dollars (10 millions de dollars en 2016) reçu au titre des coûts du terminal de New Richmond, lequel est amorti par imputation aux produits sur la durée du CAÉ connexe.

23. 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	2017		2016	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	287,9	3 095	284,0	3 077
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	—	—	3,9	18
	287,9	3 095	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	—	(1)	—	(1)
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	287,9	3 094	287,9	3 094

B. 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 à permettre à chaque actionnaire de participer en toute équité à une telle offre. Lorsqu'un actionnaire acheteur lance une offre d'achat visant 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, autrement que dans le cadre d'une offre permise 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 \$.

C. Régime Dividende Bonifié^{MC} réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires (le «régime»)

Le 21 février 2012, la Société a ajouté une composante Dividende Bonifié^{MC} à son régime existant de réinvestissement des dividendes. Le régime modifié et mis à jour offre aux actionnaires admissibles deux options, soit i) de réinvestir leurs dividendes à un escompte actuel de 3 % par rapport au cours moyen du marché dans le cadre de l'achat de nouvelles actions de la Société (composante réinvestissement des dividendes), ou ii) de recevoir une prime en trésorerie équivalant à 102 % des dividendes réinvestis (composante Dividende Bonifié^{MC}).

La Société a suspendu la composante Dividende Bonifié^{MC} du régime après le versement du dividende trimestriel le 1^{er} juillet 2013. Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat facultatif d'actions ordinaires de la Société, soit les composantes distinctes du régime, est demeuré en vigueur conformément aux conditions actuelles. Le 14 janvier 2016, la Société a annoncé qu'elle suspendait le Régime Dividende Bonifié^{MC}, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires dans le but de freiner la dilution pour les actionnaires.

Le 1^{er} janvier 2016, 3,9 millions d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117	(24)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	288	288	280
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,66)	0,41	(0,09)

E. Dividendes

Le 14 janvier 2016, la Société a annoncé la modification de son dividende annuel, qui passe de 0,72 \$ à 0,16 \$ dans le cadre d'un plan visant à maximiser la souplesse financière de la Société à long terme.

Le 30 octobre 2017, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2018.

Le 2 février 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2018.

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.

24. 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	2017		2016	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	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 2017.

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 un taux de dividende fixe annualisé de 2,539 %, et le taux sera rajusté trimestriellement.

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 2017 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	0,7255	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	1,2985	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,325	30 sept. 2019	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G

B. Dividendes

Les tableaux suivants résumant les dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2017, 2016 et 2015 :

Série	Total des dividendes déclarés (\$)		
	2017	2016	2015
A	5	10	14
B	1	1	—
C	9	16	13
E	8	14	11
G	7	11	8
Total pour l'exercice	30	52	46

Le 2 février 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2018, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,17889 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,32463 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

25. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2017	2016
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(1)	52
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	(89)	(71)
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	64	18
Solde aux 31 décembre	(26)	(1)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	456	350
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	106	106
Solde aux 31 décembre	562	456
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(38)	(46)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ⁴	(6)	8
Solde aux 31 décembre	(44)	(38)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(18)	(3)
Changement de propriété de TransAlta Renewables	4	—
Participations intersociétés disponibles à la vente	11	(15)
Solde aux 31 décembre	(3)	(18)
Cumul des autres éléments du résultat global	489	399

1 Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (11 millions de dollars en 2016).

2 Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (5 millions de dollars en 2016).

3 Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 108 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (51 millions de dollars en 2016).

4 Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (4 millions de dollars en 2016).

26. 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 trois cibles de performance : croissance des fonds provenant des activités d'exploitation par action, croissance des flux de trésorerie disponibles par action et croissance du rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à l'indice composé S&P/TSX. 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 2017 s'est élevée à 15 millions de dollars (17 millions de dollars en 2016 et reprise de 3 millions de dollars en 2015), 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 1 million de dollars en 2017 (3 millions de dollars en 2016 et reprise de 2 millions de dollars en 2015).

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 TSX à la date d'attribution. Le régime prévoit des attributions d'options aux employés à temps plein, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

En 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 2017 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (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 2017 est présenté dans le tableau qui suit :

Options en cours et pouvant être exercées

Fourchette des prix d'exercice (\$ par action)	Nombre d'options au 31 décembre 2017	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 - 8,00	1,9	5,6	6,46
22,00 - 30,00 ¹	0,5	2,1	23,60
31,00 - 48,00 ¹	0,5	0,1	34,35
5,00 - 48,00	2,9	4,0	14,26

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 2017, le montant à recevoir des employés en vertu de ce régime totalisait moins de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2016).

Le 14 janvier 2016, la Société a suspendu son régime d'actionnariat des employés.

27. 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 au 31 décembre 2010; par conséquent, plus aucune prestation future n'est 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 2017. 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 2017.

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 2017, la Société a émis une lettre de crédit de 77 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 2017. La date d'évaluation pour calculer l'obligation au titre des deux régimes a été le 31 décembre 2017.

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 décembre 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 décembre 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

Exercice clos le 31 décembre 2015

	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)
Profit au titre des compressions et des modifications des régimes ¹	—	(5)	(3)	(8)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	—	—	14
Charge au titre de la composante à cotisations définies	21	—	—	21
Charge nette	35	—	—	35

¹ A trait à la réduction du nombre d'employés dans le cadre de l'initiative de restructuration décrite à la note 4 S).

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 décembre 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)

Au 31 décembre 2016	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	423	10	—	433
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(554)	(82)	(27)	(663)
Situation de capitalisation – déficit	(131)	(72)	(27)	(230)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(15)	(6)	(1)	(22)
Autres passifs non courants	(116)	(66)	(26)	(208)
Total des montants comptabilisés	(131)	(72)	(27)	(230)

D. Actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Au 31 décembre 2015	429	9	—	438
Intérêts sur les actifs des régimes	16	—	—	16
Rendement net des actifs des régimes	10	—	—	10
Cotisations	11	6	1	18
Prestations versées	(40)	(5)	(1)	(46)
Frais d'administration	(2)	—	—	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	—	(1)
Au 31 décembre 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 décembre 2017	416	12	—	428

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 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
<hr/>				
Exercice clos le 31 décembre 2016	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	–	76	–	76
États-Unis	–	30	–	30
International	–	120	–	120
Privé	–	–	2	2
Obligations				
AAA	–	47	–	47
AA	–	58	–	58
A	–	55	–	55
BBB	1	22	–	23
Inférieur à BBB	–	5	–	5
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	3	14	–	17
Total	4	427	2	433

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2017 ni au 31 décembre 2016. 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 2017 (0,1 million de dollars en 2016).

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 décembre 2015	566	80	32	678
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	2	11
Coût financier	21	3	1	25
Prestations versées	(40)	(5)	(1)	(46)
Profit actuariel découlant des hypothèses démographiques	(1)	—	(4)	(5)
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	2	—	—	2
Profit actuariel (perte actuarielle) découlant des ajustements liés aux résultats passés	—	2	(2)	—
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	(1)	(2)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 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)
Perte actuarielle 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 décembre 2017	561	87	27	675

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies au 31 décembre 2017 est de 14,6 ans.

F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2018 s'établissent comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	4	6	2	12

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 décembre 2017			Au 31 décembre 2016		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	3,3	3,3	3,4	3,7	3,6	3,7
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé	—	—	7,8 ¹	—	—	7,9 ³
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	3,7	3,6	3,7	3,8	3,8	3,8
Taux de croissance de la rémunération	2,6	3,0	—	3,0	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé	—	—	7,9 ²	—	—	7,8 ⁴
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Croissance des primes provinciales des soins de santé	—	—	—	—	—	5,0

1 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 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

2 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.

3 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.

4 Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 5 % d'ici 2024, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,35 % 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 décembre 2017	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	79	12	3	3	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	20	2	—	1	—

28. Partenariats

Au 31 décembre 2017, 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

29. Information liée aux flux de trésorerie

A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	(228)	(23)	(77)
Charges payées d'avance	(75)	5	(3)
Impôts sur le résultat à recevoir	8	(4)	1
Stocks	(7)	11	(9)
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	186	81	(152)
Impôts sur le résultat à payer	2	3	(2)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(114)	73	(242)

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2016	Flux de trésorerie	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2017
Dettes 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

30. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2017	2016	Augmentation (diminution)
Dette à long terme ¹	3 707	4 361	(654)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	3 094	3 094	—
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	10	9	1
Déficit	(1 209)	(933)	(276)
Cumul des autres éléments du résultat global	489	399	90
Participations ne donnant pas le contrôle	1 059	1 152	(93)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(314)	(305)	(9)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ³	(30)	(163)	133
Total du capital	7 748	8 556	(808)

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 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 2016 et en 2017, la Société s'est concentrée sur l'obtention de dettes sans recours afin de financer les dettes de la Société arrivant bientôt à échéance. La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société, qui sont demeurés inchangés par rapport au 31 décembre 2016, 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. En 2017, 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 et a changé les perspectives pour les faire passer de négatives à stables, DBRS a modifié la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, la faisant passer de BBB à BBB (faible), des actions privilégiées de la Société, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, de BBB à BBB (faible) (faisant passer les perspectives de négatives à stables), 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, mais a changé les perspectives pour les faire passer de stables à négatives. 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. 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.

Aux 31 décembre	2017	2016	Cible
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison sur les intérêts ajustés (multiple)	4,3	3,9	4 à 5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,4	16,3	20 à 25
Dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison (multiple)	3,6	3,8	3,0 à 3,5

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison 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 aux fins de comparaison 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. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison sur les intérêts ajustés s'est amélioré en 2017 par rapport à celui de 2016. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de quatre à cinq.

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison 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). Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée a augmenté en 2017 par rapport à celui de 2016 en raison d'une hausse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et d'une baisse de la dette à la suite de remboursements. 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. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré en 2017 par rapport à celui de 2016, en raison d'une baisse du solde de la dette, à la suite de remboursements. 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 2017, la Société a continué de solidifier sa situation financière et de réduire ses dettes en affectant le produit de la cession des actifs canadiens au remboursement du solde de la facilité de crédit. En 2016, la Société a réduit son dividende à 0,16 \$ l'action ordinaire sur une base annualisée, par rapport à 0,72 \$ précédemment.

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 2017 et 2016, 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 décembre	2017	2016	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	626	744	(118)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	114	(73)	187
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	740	671	69
Dividendes versés sur actions ordinaires	(46)	(69)	23
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(42)	2
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(172)	(151)	(21)
Dépenses en immobilisations corporelles ¹	(338)	(358)	20
Rentrées de fonds	144	51	223

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 2017, un montant de 1,4 milliard de dollars au titre des facilités de crédit disponibles de la Société n'avait pas été prélevé (1,4 milliard de dollars en 2016).

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. TransAlta se concentre sur le remplacement d'autres dettes avec recours arrivant à échéance par des dettes garanties par des flux de trésorerie contractuels.

31. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2017 :

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	64,0	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 décembre	2017	2016	2015
Rémunération totale	24	20	9
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	14	8	8
Avantages postérieurs à l'emploi	2	2	2
Indemnités de fin de contrat de travail	—	—	1
Paielements fondés sur des actions	8	10	(2)

32. 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 :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	48	7	5	5	4	29	98
Contrats de transport	9	6	6	3	—	—	24
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	155	159	161	23	14	96	608
Ententes de service à long terme	108	50	41	31	15	35	280
Contrats de location simple non résiliables ¹	9	9	9	9	9	111	156
Croissance	27	—	—	—	—	—	27
Projet de loi TransAlta Energy	6	6	6	6	6	6	36
Total	362	237	228	77	48	277	1 229

¹ Comprennent des montants aux termes de contrats permanents selon l'hypothèse de la continuité des activités de la Société.

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 du 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, ainsi que des engagements pour des droits d'eau et droits d'utilisation de pylône de transport.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, un montant de 7 millions de dollars (9 millions de dollars en 2016 et 9 millions de dollars en 2015) a été passé en charges au titre de ces contrats de location simple. Les paiements de sous-location reçus en 2017 et en 2016 ont été inférieurs à 1 million de dollars (inférieurs à 1 million de dollars en 2015). 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 à la construction de l'unité 3 dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills.

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 2017, la Société avait financé une tranche d'environ 28 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'auront 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 (la «procédure») qui est en cours devant l'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'exposition maximale estimée est de 15 millions de dollars. Toutefois, si la Société et les autres parties prenantes ont gain de cause en appel relativement aux questions juridiques et de compétence à l'égard de la rétroactivité, le montant à verser sera de néant. Par conséquent, la Société a comptabilisé une provision de 7,5 millions de dollars.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à un litige avec FMG en raison de la résiliation alléguée du CAÉ de South Hedland. En outre, FMG a retenu un montant d'environ 58,2 millions de dollars australiens, dont un montant de 43 millions de dollars australiens d'impôt applicable au rachat de la centrale de Solomon. TransAlta demande paiement de tous les montants retenus. Elle a donc entamé des procédures visant à recouvrer un montant d'environ 54,1 millions de dollars australiens en déposant et en signifiant un avis et une déclaration le 17 novembre 2017, et a fait une requête en jugement sommaire pour ce montant. L'audience est prévue le 23 mars 2018.

33. 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 décembre 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 et autres									2
Perte avant impôts sur le résultat									(54)

Exercice clos le 31 décembre 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
Recouvrement de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	28	—	—	—	28
Provision pour frais de restructuration	—	—	—	—	—	—	—	1	1
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)	—	—	—	(194)
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

Exercice clos le 31 décembre 2015	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	912	372	454	114	250	116	49	—	2 267
Combustible et achats d'électricité	441	316	204	20	19	8	—	—	1 008
Marge brute	471	56	250	94	231	108	49	—	1 259
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	194	50	67	21	48	29	12	71	492
Amortissement	237	63	75	20	99	25	1	25	545
Reprises de dépréciation d'actifs	—	(2)	—	—	—	—	—	—	(2)
Provision pour frais de restructuration	11	1	1	—	—	—	3	6	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	3	3	—	7	3	—	1	29
Autres résultats d'exploitation, montant net	(7)	—	—	—	—	(24)	56	—	25
Résultats d'exploitation	24	(59)	104	53	77	75	(23)	(103)	148
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	9	49	—	—	—	—	58
Profit à la vente d'actifs	—	—	262	—	—	—	—	—	262
Charge d'intérêts nette									(251)
Profit de change									4
Résultat avant impôts sur le résultat									221

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des produits des activités ordinaires de 18 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016 et 20 millions de dollars en 2015) 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.

Le 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, est inclus dans les produits des activités ordinaires et s'est établi pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 à 247 millions de dollars (221 millions de dollars en 2016 et 230 millions de dollars en 2015).

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 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

Au 31 décembre 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
Goodwill	—	—	—	—	175	259	30	—	464
Immobilisations corporelles	3 069	428	414	527	1 856	503	2	25	6 824
Immobilisations incorporelles	93	7	4	12	163	3	15	58	355

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 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 décembre 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

Exercice clos le 31 décembre 2015	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	179	13	19	204	13	43	1	4	476
Immobilisations incorporelles	6	—	—	—	—	—	3	17	26

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 décembre	2017	2016	2015
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés	635	601	545
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (note 5)	73	63	59
Perte à la cession d'immobilisations corporelles	—	—	1
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	708	664	605

C. Information géographique**I. Produits des activités ordinaires**

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Canada	1 663	1 828	1 705
États-Unis	509	450	448
Australie	135	119	114
Total des produits des activités ordinaires	2 307	2 397	2 267

II. Actifs non courants

Aux 31 décembre	Immobilisations corporelles		Immobilisations incorporelles		Autres actifs		Goodwill	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Canada	5 353	5 583	297	315	105	184	417	417
États-Unis	619	714	25	28	43	42	46	47
Australie	606	527	42	12	89	16	—	—
Total	6 578	6 824	364	355	237	242	463	464

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, les ventes à un client ont représenté 28 % (les ventes à deux clients ont représenté respectivement 25 % et 16 % en 2016) du total des produits des activités ordinaires de la Société.

34. Événements postérieurs à la date de clôture

A. Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 1^{er} mars 2018, la Société a annoncé son intention de demander l'approbation de la Bourse de Toronto visant une offre publique de rachat dans le cours normal des activités («OPRA»). Le conseil d'administration a autorisé le rachat d'un nombre maximal de 14 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 5 % du flottant de TransAlta. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur d'autres plateformes de négociation canadiennes, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

B. Rachat anticipé de billets de premier rang venant à échéance en 2018

Le 2 février 2018, la Société a annoncé le rachat de ses billets de premier rang à 6,65 % de 500 millions de dollars américains en circulation venant à échéance le 15 mai 2018 (les «billets de premier rang»). Les billets de premier rang seront rachetés le 15 mars 2018 à un prix égal au plus élevé des montants suivants : i) la totalité du montant en capital des billets de premier rang ou ii) la somme des valeurs actualisées des paiements restants prévus du capital et des intérêts y afférents, actualisée à la date du remboursement semestriel selon un taux des obligations du Trésor majoré de 45 points de base, prix majoré, dans chaque cas, des intérêts courus y afférents jusqu'à la date du remboursement.

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 et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans. Les trois contreparties détiennent des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+.

Le total des coûts des deux projets est estimé à 240 millions de dollars américains, dont une partie de 70 % sera financée en 2018 et la partie résiduelle en 2019. La date de début des activités commerciales de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019.

TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Annexe 1

(non audités)

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 2017 :

Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

0,57 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 2017 2016

Résumé des données financières

Comptes de résultat

Produits des activités ordinaires	2 307	2 397
Résultats d'exploitation	138	478
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117

États de la situation financière

Total de l'actif	10 304	10 996
Tranche courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	433	334
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	2 960	3 722
Participations ne donnant pas le contrôle	1 059	1 152
Actions privilégiées	942	942
Capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires	2 384	2 569
Juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette	(30)	(163)
Total du capital investi ¹	7 748	8 556

Flux de trésorerie

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	740	744
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	87	(327)

Informations sur les actions ordinaires (par action)

Résultat net	(0,66)	0,41
Résultat aux fins de comparaison ²	s. o.	0,13
Dividendes versés sur les actions ordinaires	0,16	0,30
Valeur comptable par action ordinaire (à la fin de l'exercice)	8,28	8,92
Cours :		
Haut	8,50	7,54
Bas	6,88	3,76
Clôture (Bourse de Toronto aux 31 décembre)	7,45	7,43

Ratios (en pourcentage, sauf indication contraire)

Dette nette ajustée sur le capital investi	49,5	51,0
Dette nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours	41,8	44,2
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple) ^{2,5}	3,6	3,8
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires	(10,0)	5,4
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ²	s. o.	1,7
Rendement du capital investi	2,1	5,3
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ²	s. o.	4,4
Couverture par le résultat (multiple)	0,6	1,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ^{2,5}	4,3	8,1
BAIIA aux fins de comparaison (en millions de dollars canadiens) ^{2,5}	1 062	1 144
Couverture des dividendes (multiple) ^{2,5}	14,1	11,1
Rendement des actions	2,1	4,0
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée ^{2,5}	20,4	16,3
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple) ^{1,5}	4,3	3,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires pour l'exercice (en millions)	288	288
Actions ordinaires en circulation aux 31 décembre (en millions)	288	288

Résumé des données statistiques

Nombre d'employés	2 228	2 341
Capacité de production (MW) ³		
Charbon (Canada et États-Unis)	5 131	5 131
Gaz ⁴	1 403	1 482
Énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire et hydroélectrique)	2 289	2 334
Placements en titres de capitaux propres	-	-
Capacité de production totale	8 823	8 947
Production totale (GWh)	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	2007
2 267	2 623	2 292	2 210	2 618	2 673	2 770	3 110	2 775
148	442	195	(214)	645	487	378	533	541
(24)	141	(71)	(615)	290	255	181	235	309
10 947	9 833	9 624	9 503	9 780	9 635	9 762	7 815	7 157
33	708	175	582	284	202	(51)	194	600
4 408	3 305	4 130	3 610	3 721	3 823	4 411	2 564	1 837
1 029	594	517	330	358	431	478	469	496
942	942	781	-	-	-	-	-	-
2 419	2 342	2 125	3 018	3 274	3 120	2 929	2 510	2 299
(190)	(96)	(16)	50	32	41	16	-	-
8 641	7 795	7 712	7 590	7 669	7 617	7 783	5 737	5 232
432	796	765	520	690	838	580	1 038	847
(573)	(292)	(703)	(1 048)	(608)	(765)	(1 598)	(581)	(410)
(0,09)	0,52	(0,27)	(2,62)	1,31	1,16	0,90	1,18	1,53
(0,17)	0,25	0,31	0,50	1,05	0,97	0,90	1,46	1,31
0,72	0,83	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,08	1,00
8,52	8,52	7,92	8,78	12,08	12,85	13,41	12,70	11,39
12,34	14,94	16,86	21,37	23,24	23,98	25,30	37,50	34,00
4,13	9,81	12,91	14,11	19,45	19,61	18,11	21,00	23,79
4,91	10,52	13,48	15,12	21,02	21,15	23,48	24,30	33,35
54,6	56,3	60,7	61,0	52,5	53,1	56,1	48,1	46,8
50,2	54,1	58,7	59,0	60,0	50,7	52,6	45,6	44,0
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	13,1
(2,3)	3,0	3,7	4,9	8,4	8,0	6,9	11,6	10,5
4,6	5,8	2,8	(3,1)	8,3	6,6	5,7	7,7	9,8
3,0	5,1	5,2	5,3	7,0	6,0	5,8	9,6	9,7
1,5	1,7	0,8	(1,0)	2,7	2,2	1,9	2,8	3,3
30,0	26,4	43,1	25,1	24,0	39,6	-	-	-
867	1 036	1 023	1 015	1 044	955	888	1 006	980
3,3	5,7	6,3	4,7	3,5	4,0	2,6	4,8	4,2
14,7	7,9	8,6	7,7	5,5	5,5	4,9	4,4	3,0
14,3	16,9	15,2	16,7	20,1	19,6	20,5	31,7	30,7
3,7	3,8	3,7	3,3	4,4	4,6	4,9	7,2	6,6
280	273	264	235	222	219	201	199	202
284	275	268	255	224	220	218	198	201
2 380	2 786	2 772	2 084	2 235	2 389	2 343	2 200	2 201
5 126	5 111	5 111	4 551	4 325	4 688	4 967	4 942	4 942
1 405	1 531	1 779	1 731	1 567	1 648	1 843	1 913	1 960
2 350	2 204	2 202	2 058	1 974	1 950	1 965	1 218	1 122
-	-	396	390	390	390	-	-	-
8 881	8 846	9 488	8 730	8 256	8 676	8 775	8 073	8 024
40 673	45 002	42 482	38 750	41 012	48 614	45 736	48 891	50 395

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 + intérêt 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 participations ne donnant pas le contrôle et 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 sur actions ordinaires / cours de clôture de l'exercice

Ratio de distribution = dividendes sur actions ordinaires déclarés / fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison - 50 % des dividendes versés sur les 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 les actions privilégiées - produit d'intérêts

Couverture des dividendes = flux de trésorerie liés aux 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 les 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 = résultats d'exploitation + amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés +/- éléments non comparables

Tableau récapitulatif des centrales

En janvier 2018	Installation*	Capacité installée (MW) ¹	Propriété (%)	Capacité détenue (MW) ^{1,2}	Région	Source de produit	Date d'expiration du contrat
Charbon 6 installations	Sundance, AB	1 861	100 %	1 861	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta ³ / capacité marchande ⁴	2018
	Keephills, AB	790	100 %	790	Ouest du Canada	CAÉ de l'Alberta / capacité marchande ⁵	2020
	Unité 3 de Keephills, AB	463	50 %	232	Ouest du Canada	Capacité marchande	-
	Unité 3 de Keephills, 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		5 710		4 653			
Gaz 12 installations	Poplar Creek, AB ⁹	230	100 %	230	Ouest du Canada	CLT	2030
	Fort Saskatchewan, AB	118	30 %	35	Ouest du Canada	CLT	2019
	Sarnia, ON*	506	100 %	506	Est du Canada	CLT	2022-2025
	Mississauga, ON	108	50 %	54	Est du Canada	CLT	2018
	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
	Southern Cross, WA ^{10,11}	245	100 %	245	Australie	CLT	2023
	South Hedland, WA ^{11,12}	150	100 %	150	Australie	CLT	2042
	Parkeston, WA ¹¹	110	50 %	55	Australie	CLT	2026
Total Gaz		1 613		1 348			
Énergie éolienne 20 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 ¹³	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 ¹⁴	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 ¹⁴	150	83 %	125	Est du Canada	CLT	2033-2035
	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		1 417		1 318			
Énergie solaire 1 installation	Mass Solar, MA ¹⁵	21	100 %	21	États-Unis	CLT	2032-2045
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*	10	100 %	10	Ouest du Canada	CLT	2046
Ragged Chute, ON*	7	100 %	7	Est du Canada	CLT	2029	
Misema, ON*	3	100 %	3	Est du Canada	CLT	2027	
Galletta, 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		9 709		8 266			

* 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 2017, TransAlta détenait environ 64 % des actions en circulation de TransAlta Renewables.

3 CAÉ désigne un contrat d'achat d'électricité qui prendra fin le 31 mars 2018.

4 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).

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 La centrale est en construction et la mise en service est prévue pour le milieu de 2017.

13 Comprend sept turbines individuelles à d'autres emplacements.

14 Comprend deux installations.

15 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	2017	2016	2015
Installations avec systèmes de gestion certifiés ISO 14001 et/ou OHSAS 18001 (en pourcentage) ¹	97	97	97
Audits de systèmes de gestion ²	20	35	23

Performance environnementale	2017	2016	2015
Utilisation de ressources ou d'énergie³			
Combustion du charbon (tonnes)	14 956 400	15 735 300	16 222 300
Combustion de gaz naturel (GJ)	55 520 900	62 486 700	63 411 200
Combustion de diesel (L)	4 384 700	46 179 400	22 565 800
Consommation d'essence : véhicules (L)	1 476 700	1 487 200	1 376 300
Consommation de diesel : véhicules (L)	44 045 200	40 224 800	43 183 000
Consommation de propane : véhicules (L)	112 000	78 800	113 600
Électricité : activités de construction (MWh)	290 100	359 300	220 800
Gaz naturel : activités de construction (GJ)	75 500	58 300	58 500
Propane : activités de construction (L)	125 800	127 500	102 700
Kérosène : activités de construction (L)	96 200	56 500	60 100
Total de l'utilisation de ressources ou d'énergie (GJ)⁴	496 910 700	528 442 794	542 362 600
Émissions de gaz à effet de serre⁵			
Dioxyde de carbone (tonnes d'équivalent CO ₂) ✓	29 627 700	30 381 300	31 902 700
Méthane (tonnes d'équivalent CO ₂) ✓	107 100	114 200	112 600
Oxyde d'azote (tonnes d'équivalent CO ₂) ✓	190 900	224 600	212 400
Hexafluorure de soufre (tonnes d'équivalent CO ₂)	10	20	20
Total des émissions de gaz à effet de serre (tonnes d'équivalent CO₂)⁶ ✓	29 925 600	30 720 100	32 227 800
Intensité des émissions de gaz à effet de serre (tonnes d'équivalent CO ₂ /MWh) ⁷ ✓	0,86	0,83	0,87
Émissions atmosphériques⁸			
Total des émissions de dioxyde de soufre (tonnes) ✓	36 200	39 600	41 800
Intensité des émissions de dioxyde de soufre (kg/MWh) ⁹ ✓	1,05	1,08	1,13
Total des émissions d'oxyde d'azote (tonnes) ✓	44 400	48 400	48 000
Intensité des émissions d'oxyde d'azote (kg/MWh) ⁹ ✓	1,28	1,33	1,30
Total des émissions de particules fines (tonnes) ✓	5 000	4 900	4 900
Intensité des émissions de particules fines (kg/MWh) ⁹ ✓	0,14	0,13	0,13
Total des émissions de mercure (kilogrammes) ✓	110	130	170
Intensité des émissions de mercure (mg/MWh) ⁹ ✓	3,29	3,52	4,50
Gestion de l'eau¹⁰			
Apport en eau (millions de m ³) ✓	213	239	258
Déversement d'eau (millions de m ³) ✓	172	197	212
Consommation d'eau (millions de m ³) ✓	41	42	46
Intensité de consommation d'eau (m ³ /MWh) ¹¹ ✓	1,18	1,63	1,24
Gestion des déchets¹²			
Non dangereux			
Décharges (tonnes) ✓	3 200	2 100	2 400
Décharges (L) ✓	63 500	518 400	131 200
Élimination de cendres : mines (tonnes) ¹³ ✓	1 338 600	1 315 000	1 346 900
Élimination de cendres : bassins (tonnes) ¹⁴ ✓	485 500	527 700	501 600
Recyclés (tonnes) ✓	1 400	18 000	151 100
Recyclés (L) ✓	4 122 700	212 100	222 100
Réutilisés (tonnes) ✓	827 400	700 700	707 800
Stockés (tonnes) ✓	0	8 300	14 800

Performance environnementale (suite)	2017	2016	2015
Gestion des déchets (suite)			
Dangereux¹⁵			
Décharges (tonnes) ✓	40	40	40
Décharges (L) ✓	14 600	13 110	3 300
Recyclés (tonnes) ✓	12 740	60	80
Recyclés (L) ✓	20 140 400	17 209 560	536 100
Utilisation et remise en état des terrains¹⁶			
Terrains utilisés dans des activités minières - perturbés (hectares cumulés) ✓	12 100	11 800	11 700
Terrains utilisés dans des activités minières - remis en état (hectares cumulés) ✓	4 600	4 600	4 500
Remise en état des terrains (% de terrains perturbés) ¹⁷ ✓	38	39	39
Terrains utilisés dans des activités minières : terrains perturbés moins terrains remis en état (hectares) ✓	7 400	7 200	7 200
Terrains utilisés par des centrales, des bureaux et de l'équipement (hectares) ✓	3 900	2 700	2 700
Total des terrains utilisés (hectares cumulés) ✓	11 300	9 900	9 900
Incidents environnementaux			
Total des incidents environnementaux ¹⁸ ✓	5	16	12
Mesures d'application des lois environnementales	0	0	1
Amendes pour des infractions environnementales (en milliers de dollars)	0	0	1,7
Déversements¹⁹			
Volume des déversements importants (m ³)	15	61	19

Performance sociale	2017	2016	2015
Pratiques en milieu de travail			
Employés	2 228	2 341	2 380
Nombre d'employés à temps plein	2 125	2 267	2 301
Nombre d'employés à temps partiel	24	26	26
Nombre de collaborateurs externes	79	48	53
Nombre d'employés représentés par des syndicats indépendants (%) ²⁰	57	53	54
Taux de roulement volontaire des employés (%) ²¹	10,65	6,71	5,22
Diversité			
Femmes au sein de l'effectif (%)	19	18	18
Femmes à des postes de haute direction (%)	26	26	25
Femmes au sein du conseil d'administration (%)	40	33	30
Santé et sécurité			
Mesures d'application des lois en matière de santé et de sécurité ²²	4	4	0
Amendes pour des infractions en matière de santé et de sécurité (en milliers de dollars)	0	5,4	0
Décès parmi les employés et les employés de sous-traitants ✓	0	0	0
Blessures avec arrêt de travail (BAAT) ✓	6	4	5
Blessures avec soins médicaux sans arrêt de travail (BSMSAT) ✓	15	20	20
Total des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants ✓	21	24	25
Total du taux de fréquence des blessures parmi les employés et les employés de sous-traitants ²³ ✓	0,72	0,85	0,75
Total du taux de fréquence des incidents parmi les employés et les employés de sous-traitants ²⁴ ✓	3,54	3,29	3,04
Incidents impliquant un véhicule consignés	35	33	28
Relations avec les collectivités			
Investissements dans la collectivité (en millions de dollars) ²⁵	2,6	2,5	3,5

✓ Le niveau d'assurance des données de 2017 a été établi comme étant limité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Voir la page «Explication des 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 67 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 équivalra 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 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. Les émissions de particules fines comprennent des particules PM_{2.5} et PM₁₀.
- 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.
- 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 des soins 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 importants sont signalés à un organisme de réglementation externe et peuvent donner lieu à l'imposition d'une amende, d'une pénalité ou de mesures correctives.
- 19 Les substances libérées dans l'environnement comprennent, sans toutefois s'y limiter, les cendres, le glycol, le diesel, les huiles et d'autres produits chimiques.
- 20 TransAlta compte plus de 1 200 employés syndiqués travaillant principalement à ses installations.
- 21 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.
- 22 Les incidents liés à la santé et à la sécurité sont des incidents donnant lieu à des mesures d'application de la réglementation. Ces mesures peuvent prendre les formes suivantes : lettre d'avertissement, amende ou réprimande non pécuniaire, ou restriction d'exploitation. En 2016, nous avons dû à quatre reprises prendre des mesures d'application des règlements de la circulation qui ont donné lieu à des amendes de 5 000 \$ CA.
- 23 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. Au cours de l'exercice, tous les incidents liés à la sécurité au travail font l'objet d'une enquête. Ces enquêtes apportent souvent de nouvelles informations pouvant mener au reclassement d'un incident.
- 24 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.
- 25 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»)

Les responsabilités d'EY comprenaient la fourniture d'une assurance limitée à l'égard de divers indicateurs de performance.

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 2017.

- 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)
- Émissions de GES brutes 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
- Taux de fréquence des blessures consignées subies par les employés et les employés de sous-traitants (BAAT et BSMSAT) (blessures/200 000 heures) (arrêt de travail et soins médicaux)
- 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 1^{er} mars 2018

Information pour les actionnaires

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle et l'assemblée extraordinaire des actionnaires aura lieu à 10 h (HNR) le vendredi 20 avril 2018 à la salle Palomino (E-H) au BMO Centre (Stampede Park) 20 Roundup Way SW, 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

* Société de fiducie AST (Canada), auparavant Société de fiducie CST, a changé de nom le 20 juillet 2017. Société de fiducie CST a remplacé Compagnie Trust CIBC Mellon à titre d'agent des transferts. Le 1^{er} novembre 2010, Compagnie Trust CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à Société canadienne de transfert d'actions Inc., qui a assuré l'exploitation de l'entreprise en son nom jusqu'au 30 août 2013, date à laquelle Société de fiducie CST, société affiliée de Société canadienne de transfert d'actions Inc., a reçu l'approbation du gouvernement fédéral de commencer ses activités.

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 transferts 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 2017

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
1 ^{er} juillet 2017	1 ^{er} juin 2017	30 mai 2017	0,04 \$
1 ^{er} octobre 2017	1 ^{er} septembre 2017	30 août 2017	0,04 \$
1 ^{er} janvier 2018	1 ^{er} décembre 2017	30 novembre 2017	0,04 \$

Les dividendes sont versés le premier jour du mois de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. 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.

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 2017

Série A

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 juin 2017	1 ^{er} juin 2017	30 mai 2017	0,16931 \$
30 septembre 2017	1 ^{er} septembre 2017	30 août 2017	0,16931 \$
31 décembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	30 novembre 2017	0,16931 \$

Série B

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 juin 2017	1 ^{er} juin 2017	30 mai 2017	0,15645 \$
30 septembre 2017	1 ^{er} septembre 2017	30 août 2017	0,16125 \$
31 décembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	30 novembre 2017	0,17467 \$

Série C

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 juin 2017	1 ^{er} juin 2017	30 mai 2017	0,2875 \$
30 septembre 2017	1 ^{er} septembre 2017	30 août 2017	0,25169 \$
31 décembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	30 novembre 2017	0,25169 \$

Série E

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 juin 2017	1 ^{er} juin 2017	30 mai 2017	0,3125 \$
30 septembre 2017	1 ^{er} septembre 2017	30 août 2017	0,3125 \$
31 décembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	30 novembre 2017	0,32463 \$

Série G

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 juin 2017	1 ^{er} juin 2017	30 mai 2017	0,33125 \$
30 septembre 2017	1 ^{er} septembre 2017	30 août 2017	0,33125 \$
31 décembre 2017	1 ^{er} décembre 2017	30 novembre 2017	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.

Renseignements supplémentaires

Les demandes peuvent être adressées à :

Relations avec les investisseurs

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue S.W.
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

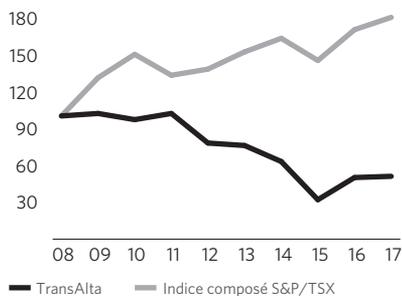
Télécopieur

403.267.7405

Site Web

www.transalta.com

Faits saillants pour les actionnaires



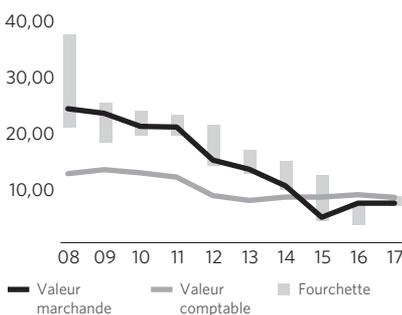
Rendement total pour les actionnaires par rapport à l'indice composé S&P/TSX

Exercices clos les 31 décembre (\$)

	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
TransAlta	100	102	97	102	78	76	63	32	50	51
Indice composé S&P/TSX	100	131	150	133	138	152	163	145	170	180

Ce graphique compare un placement de 100 \$ dans TransAlta et dans l'indice composé S&P/TSX à la fin de 2008 à la valeur du placement aujourd'hui, en supposant le réinvestissement de tous les dividendes.

Source : FactSet



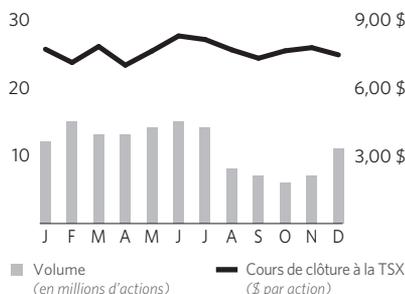
Variation du cours et valeur marchande par rapport à la valeur comptable sur dix ans

Exercices clos les 31 décembre (\$ par action)

	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
Valeur marchande	24,30	23,48	21,15	21,02	15,12	13,48	10,52	4,91	7,43	7,45
Valeur comptable	12,70	13,41	12,85	12,08	8,78	7,92	8,52	8,52	8,92	8,28

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 aux termes des Normes internationales d'information financière (IFRS).

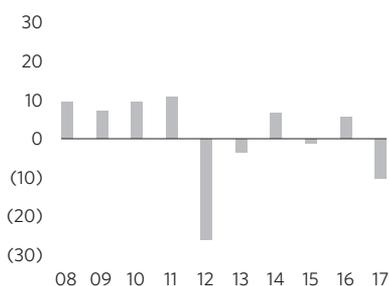
Sources : FactSet et TransAlta



Variation mensuelle du volume et du cours (2017)

	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Volume (en millions)	12	15	13	13	14	15	14	8	7	6	7	11
Cours de clôture à la TSX	7,70	7,11	7,82	6,99	7,62	8,29	8,13	7,67	7,30	7,63	7,77	7,45

Source : FactSet



Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)

	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
RCP	9,4	6,9	9,6	10,6	(25,9)	(3,2)	6,3	(1,2)	5,4	(10,0)

Les montants indiqués ou inclus dans les calculs avant 2010 représentent les chiffres selon les PCGR du Canada et ils n'ont pas été retraités aux termes des IFRS.

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 gérer notre capital. 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.

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

Donald Tremblay

Chef de la direction des finances

Brett M. Gellner

Chef des investissements

Dawn E. de Lima

Chef de l'administration

John H. Kousinioris

Chef des services juridiques et chef de la conformité et secrétaire de la Société

Aron J. Willis

Premier vice-président,
Gaz et énergies renouvelables

Wayne A. Collins

Vice-président à la direction,
Exploitation minière et charbon

Jennifer M. Pierce

Première vice-présidente des
opérations et de la commercialisation

Nipa Chakravarti

Chef de la direction de la transformation

Todd J. Stack

Directeur général,
contrôleur de la Société

Brent Ward

Directeur général et trésorier

Scott T. Jeffers

Secrétaire adjoint de la Société
et conseiller juridique

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 Unit («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.

Technologie supercritique

Technologie de combustion du charbon la plus avancée au Canada, qui a recours à l'utilisation d'une chaudière supercritique, à turbine à plusieurs étapes et à haut rendement, à une unité de désulfuration des gaz de carneau (laveur), à un dépoussiéreur à sacs filtrants et à des brûleurs à faibles taux d'émission d'oxyde d'azote.

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