



TransAlta Corporation

Rapport de gestion

31 décembre 2017

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	
Autre analyse consolidée	M40	de l'information	M118
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 – débiteures 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 consolider 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 débiteures 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. Croissement 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.

Système 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
BAlIA 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 BAlIA 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.