

## Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2019 et 2018, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2018. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés selon la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 30 juin 2019. Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 8 août 2019. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com). L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

## 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 résumés pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2019 et 2018. 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 résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tels qu'ils sont tous définis ci-après, présentés dans le présent rapport de gestion, sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir les rubriques «Analyse des résultats financiers consolidés», «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison», «Principaux ratios financiers» et «Structure du capital et situation de trésorerie» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

## Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre»,

«continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : nos objectifs stratégiques, notamment ceux visant l'amélioration de notre rendement d'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre; l'atteinte de l'extrémité supérieure de la fourchette des flux de trésorerie disponibles; l'investissement de 750 millions de dollars de Brookfield, y compris la clôture de la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées, l'emploi du produit de l'investissement de Brookfield et les avantages prévus pouvant en être tirés; le rachat d'actions jusqu'à concurrence de 250 millions de dollars; les attentes concernant le gazoduc Pioneer, y compris le débit d'environ 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi<sup>3</sup>/j») de gaz naturel le 1<sup>er</sup> novembre 2019 et l'augmentation de la cogénération; les principaux ratios financiers et fourchettes cibles; l'investissement dans la centrale éolienne Skookumchuck; la conversion d'une partie ou de la totalité des unités des centrales de Sundance et de Keephills et le calendrier des travaux; le moment de la publication d'avis limités ou complets pour procéder aux conversions; le coût de conversion d'une unité et d'augmentation de la cogénération; le rééquipement d'une ou de plusieurs turbines à vapeur pour créer des unités à cycle combiné très efficaces; des travaux d'aménagement de carrière et des interruptions pour travaux d'entretien planifiés; les estimations des coûts pour la mise en valeur des projets de parc éolien aux États-Unis; la date d'exploitation commerciale des projets de parc éolien aux États-Unis; le projet de parc éolien de Windrise, y compris le coût des travaux et sa date d'exploitation commerciale; le projet WindCharger, qui sera le tout premier projet de stockage dans des batteries à grande échelle en Alberta; la réception de fonds en provenance de l'organisme Emissions Reduction Alberta; l'approvisionnement en batteries au lithium-ion; la réception des approbations réglementaires; les dates de construction et d'exploitation commerciale, et le coût estimé; les avantages prévus du projet Greenlight et son intégration dans les activités ainsi que la réalisation d'une nouvelle valeur; la collaboration entre TransAlta et Brookfield afin de permettre à TransAlta d'achever sa transition vers l'énergie propre, de maximiser la valeur de ses actifs hydroélectriques en Alberta, qui comprennent 13 installations qui font actuellement l'objet de contrats d'achat d'électricité avec le Balancing Pool (les «actifs hydroélectriques»), et de créer une valeur à long terme pour les actionnaires; l'augmentation de la participation de Brookfield à 9%; l'évolution de la réglementation fédérale canadienne, y compris la tarification du carbone, le mécanisme de «filet de sécurité» et la norme relative au combustible propre; les changements réglementaires en Alberta, y compris le programme d'innovation technologique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre et le maintien d'un marché fondé sur l'énergie seulement; les modifications réglementaires en Ontario, y compris en ce qui concerne le règlement sur les grands émetteurs de gaz à effet de serre, la taxe sur le carbone et l'examen du marché de l'électricité; les modalités du nouvel engagement découlant des contrats de location; l'exposition dans le cadre de la procédure sur les pertes sur les lignes devant l'Alberta Utilities Commission; les réclamations faites par FMG; le différend avec le Balancing Pool; l'information présentée à la rubrique «Perspectives financières pour 2019», y compris le BAIIA aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles, le niveau des dividendes, la disponibilité de nos secteurs de production, les prix du marché et la stratégie de couverture, la stratégie de gestion du portefeuille, les coûts du combustible, la commercialisation de l'énergie, la charge d'intérêts nette, la trésorerie et les sources de capital, les dépenses de croissance, la perte de production et la source de capitaux pour le financement des dépenses d'investissement; et l'incidence des modifications comptables.

Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion reposent sur les convictions de TransAlta ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées, notamment les hypothèses suivantes : la capacité de la Société de se défendre avec succès contre les poursuites existantes ou potentielles ou dans le cadre de procédures réglementaires; la clôture de la seconde tranche d'investissement de Brookfield et la survenue d'autres risques empêchant que l'investissement de Brookfield se concrétise; aucun changement important ne perturbe les cadres réglementaires ni les marchés des valeurs mobilières ou du crédit; notre participation dans TransAlta Renewables Inc. ou notre relation avec elle ne change pas de manière importante; les actifs hydroélectriques en Alberta atteignent la valeur future, les flux de trésorerie et le BAIIA ajusté prévus; les avantages et les résultats financiers prévus découlant de la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, et des autres stratégies de la Société; les stratégies et plans de la Société; aucune modification importante aux lois applicables, y compris aucune modification fiscale ou réglementaire dans les marchés où nous exerçons nos activités; la structure et le cadre prévus d'un marché de capacité en Alberta dans le futur; les risques associés à l'incidence de l'investissement de Brookfield sur les parties prenantes de la Société, y compris ses actionnaires, ses créanciers et autres porteurs de titres, et ses notes de solvabilité; les hypothèses liées aux prévisions pour 2019 comprennent : le prix au comptant de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 60 \$ le mégawattheure («MWh»); le prix contractuel de l'électricité en Alberta se situe entre 50 \$ et 55 \$ le MWh; le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situe entre 20 \$ US et 25 \$ US le MWh; le prix contractuel de l'électricité dans la région du Mid-Columbia

varie entre 47 \$US et 53 \$US le MWh; les dépenses d'investissement de maintien varient entre 140 millions de dollars et 165 millions de dollars; aucune diminution importante des dividendes à recevoir attendus de TransAlta Renewables Inc.; la prolongation prévue de la durée de vie de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon et les résultats financiers prévus découlant de leur conversion; et les hypothèses liées à la conclusion du partenariat stratégique avec Brookfield, à la réception de l'investissement de Brookfield et à la proposition de rachat d'actions.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes qui pourraient faire en sorte que le rendement, les événements ou les résultats réels diffèrent considérablement de ceux envisagés dans les énoncés prospectifs. Certains des facteurs pouvant provoquer de telles différences sont les suivants : l'échec de la clôture de la seconde tranche d'investissement de Brookfield; l'issue de poursuites judiciaires ou de procédures réglementaires en cours ou éventuelles n'est pas conforme à ce qui avait été prévu, y compris celles ayant trait à l'investissement de Brookfield; des changements à nos relations avec Brookfield et les entités membres du même groupe qu'elle, ou avec nos autres actionnaires; nos actifs hydroélectriques en Alberta n'atteignent pas leur valeur, les flux de trésorerie ou le BAIIA ajusté prévus; l'investissement de Brookfield ne produit pas les avantages prévus pour la Société et ses actionnaires; l'incapacité de compléter les rachats d'actions dans les délais prévus ou selon les modalités prévues ou même de les effectuer; les fluctuations de la demande, des prix du marché et de la disponibilité de l'approvisionnement en combustible nécessaire pour produire de l'électricité; des modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques actuels ou prévus dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les obligations qui en découlent, de même que les modifications dont elles sont l'objet; les risques associés au calcul du BAIIA des actifs hydroélectriques, y compris les mesures non financières comprises dans ce calcul; les avantages attendus de la création du comité conjoint Brookfield-TransAlta chargé de l'exploitation des actifs hydroélectriques ne se concrétisent pas; le moment et la valeur de l'échange par Brookfield des titres échangeables et la valeur de la participation dans les titres de capitaux propres du propriétaire des actifs hydroélectriques en découlant; l'évolution de la conjoncture économique générale, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales; les hausses imprévues des coûts de structure; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la subordination structurelle des titres; et d'autres risques et incertitudes indiqués dans la circulaire de sollicitation de procurations de la direction de la Société datée du 26 mars 2019 et dans sa notice annuelle et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, qui ont été déposés sous le profil de la Société auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis («SEC») au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs et de ne pas s'y fier indûment puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes. La Société fournit les prévisions et les autres énoncés prospectifs afin d'aider les actionnaires et les analystes financiers à comprendre sa situation financière et ses résultats d'exploitation aux dates indiquées et pour les périodes closes aux dates de présentation des informations financières, de même que ses objectifs de rendement financier, sa vision et ses objectifs stratégiques, et pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

## Faits saillants

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires	497	446	1 145	1 034
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	—	(105)	(65)	(40)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	258	104	340	529
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1, 2, 3</sup>	215	248	436	641
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1, 3</sup>	155	188	324	506
Flux de trésorerie disponibles <sup>1, 3</sup>	49	96	144	334
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	—	(0,36)	(0,23)	(0,14)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>1</sup>	0,55	0,65	1,14	1,76
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>1</sup>	0,17	0,33	0,51	1,16
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,04	0,04	0,08
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>4</sup>	0,26	0,26	0,26	0,52
<b>Aux</b>			<b>30 juin</b>	<b>31 décembre</b>
Total de l'actif			<b>2019</b>	<b>2018</b>
			9 199	9 428
Total de la dette nette consolidée <sup>5</sup>			3 157	3 141
Total des passifs non courants			4 547	4 414

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «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 cours du premier trimestre de 2019, nous avons revu notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAIIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAIIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et de la période comparable de l'exercice antérieur ont été ajustés afin de refléter ce changement.

3) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

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

5) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, le financement donnant droit à des avantages fiscaux, les obligations locatives, 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.

Depuis le début de l'exercice, la performance globale de notre portefeuille est conforme aux attentes, et selon les perspectives pour le reste de l'exercice, la Société cherche actuellement à atteindre l'extrémité supérieure de sa fourchette des flux de trésorerie disponibles de 270 à 330 millions de dollars.

En Alberta, le secteur Charbon au Canada et nos centrales éoliennes ont bénéficié de prix de l'électricité plus élevés. Au cours du deuxième trimestre, les prix moyens en Alberta sont demeurés stables à 57 \$ par MWh comparativement à 56 \$ par MWh en 2018. Pour la première moitié de l'exercice, les prix moyens ont augmenté pour s'établir à 63 \$ par MWh, comparativement à 45 \$ par MWh en 2018, reflet essentiellement des températures très froides enregistrées au premier trimestre de 2019.

Exclusion faite de la réception, au cours du premier trimestre de 2018, d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018, le BAIIA aux fins de comparaison dans notre secteur Charbon au Canada pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a augmenté en raison de la vigueur des prix marchands et de la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. De plus, le rendement du secteur Commercialisation de l'énergie a été plus solide qu'aux périodes correspondantes de 2018. Comme prévu, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué dans le secteur Gaz au Canada, du fait principalement de l'expiration du contrat relatif à la centrale de Mississauga et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de Poplar Creek. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de six mois close le 30 juin 2019 a subi l'incidence négative de l'interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis au cours du premier trimestre de 2019.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars (115 millions de dollars après impôts) pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, a augmenté respectivement de 105 millions de dollars et 90 millions de dollars. L'augmentation du résultat est attribuable à la réduction du taux d'imposition en Alberta, à la vigueur des prix en Alberta, à la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration depuis le début de l'exercice, et à une baisse des charges d'intérêts, le tout en partie contrebalancé par d'autres profits et pertes.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, après ajustement de la réception en 2018 d'une indemnité unique pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, ont diminué respectivement de 47 millions de dollars et 33 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018.

- Exclusion faite de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont diminué respectivement de 5 millions de dollars et 15 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018, du fait surtout de la hausse des dépenses d'investissement de maintien, partiellement contrebalancée par un BAIIA aux fins de comparaison plus vigoureux.
- Les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont diminué considérablement depuis le début de l'exercice, en raison de l'interruption non planifiée de l'une des unités durant des conditions de marché extrêmes provoquées par de basses températures et les prix élevés du gaz naturel au début de mars 2019.
- Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué respectivement de 30 millions de dollars et 66 millions de dollars, en raison principalement de la résiliation du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et des paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek.
- Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont affiché une baisse pour le trimestre et depuis le début de l'exercice en regard des périodes correspondantes de 2018, en raison surtout de solides résultats en 2018 et d'une diminution des possibilités pour les services accessoires en 2019.
- Les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté considérablement au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, en raison principalement des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon au Canada. Il n'y a pas eu d'interruptions pour travaux d'entretien planifiés au cours des mêmes périodes en 2018.

## Événements importants

Nos objectifs demeurent l'amélioration de notre rendement de l'exploitation et la poursuite de notre transition vers la production d'énergie propre. La Société a fait du progrès au cours de la période :

- Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta.
- Au cours du premier semestre de l'exercice, nous avons racheté et annulé 2 398 200 actions ordinaires au prix moyen de 8,57 \$ par action ordinaire dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions («OPRA») dans le cours normal des activités, pour un coût total de 21 millions de dollars.
- Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente visant l'achat d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne de 136,8 MW de Skookumchuck.
- Le 28 mars 2019, la Société a conclu l'acquisition du projet de parc éolien Antrim après avoir reçu les approbations réglementaires requises.
- Le 25 mars 2019, la Société a annoncé que Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement, «Brookfield») investirait 750 millions de dollars contre des titres échangeables. Le 1<sup>er</sup> mai 2019, Brookfield a investi la première tranche de 350 millions de dollars en échange de débetures subordonnées non garanties.
- Le 8 mars 2019, l'Alberta Electric System Operator («AESO») a approuvé la décision de la Société de prolonger la mise à l'arrêt de l'unité 3 et de l'unité 5 de la centrale de Sundance jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2021.
- Le 4 mars 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger Battery Storage («Windcharger »), un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité de 10 MW à 20 MW.

Voir les rubriques «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

## Disponibilité ajustée et production

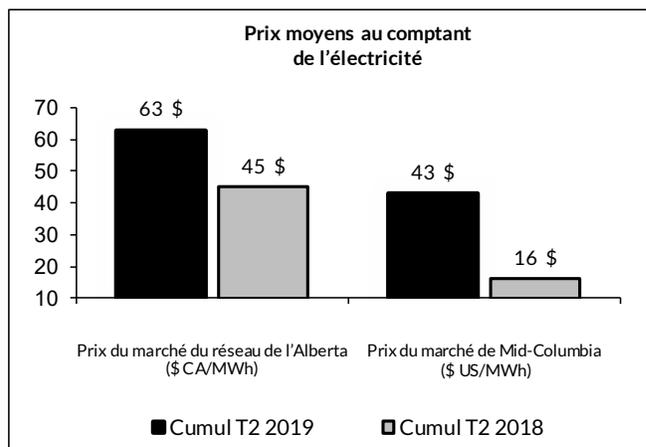
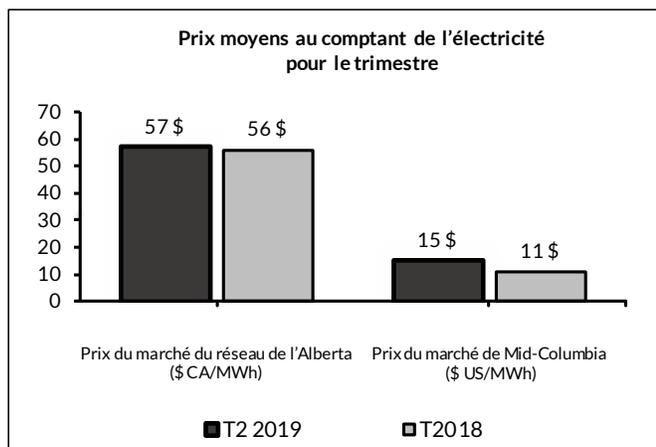
La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 s'est établie respectivement à 83,8 % et 86,7 %, en regard de 85,8 % et 90,1 % pour les périodes correspondantes de 2018. Ces baisses s'expliquent principalement par le nombre accru d'interruptions planifiées dans le secteur Charbon au Canada, d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale dans le secteur Charbon aux États-Unis et une interruption non planifiée dans le secteur Gaz en Australie.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 était respectivement de 5 235 et 13 360 gigawattheures («GWh»), par rapport à 5 199 GWh et 12 370 GWh pour les périodes correspondantes de 2018. Cette hausse de la production depuis le début de l'exercice s'explique essentiellement par un contexte de robustesse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, au cours du premier trimestre de 2019, ce qui a entraîné une augmentation de la répartition dans le secteur Charbon aux États-Unis. Cette hausse a été contrebalancée en partie par une diminution de la production dans le secteur Charbon au Canada attribuable à une hausse des interruptions planifiées en 2019 et à la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance le 1<sup>er</sup> avril 2018.

## Prix de l'électricité

En Alberta, les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 30 juin 2019 sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. Pour la période de six mois close le 30 juin 2019, les prix moyens au comptant de l'électricité en Alberta ont augmenté considérablement par rapport à la période correspondante de 2018 en raison principalement des températures considérablement inférieures aux moyennes enregistrées en février et au début de mars.

De la même manière, les prix de l'électricité n'ont été que légèrement plus élevés dans le nord-ouest du Pacifique au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2019, tandis que pour la période de six mois close le 30 juin 2019, ils ont été beaucoup plus élevés qu'en 2018, en raison surtout de la demande plus forte liée aux conditions météorologiques en février et mars et des prix quotidiens régionaux du gaz naturel dont la moyenne était d'environ 14 \$ US/mmBTU au cours du premier trimestre de 2019.



## Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les données aux fins de comparaison ne sont pas définies selon les IFRS. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie générés par les activités. La marge brute est également une mesure utile puisqu'elle fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

### BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond au rendement 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 des actifs que nous détenons au Canada 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 avons conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome amélioré qui prend effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Aux termes de ce contrat, nous avons reçu des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé dans nos résultats présentés de 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous avons comptabilisé les paiements reçus en guise de produits des activités ordinaires dans les résultats d'exploitation, et nous avons amorti la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.
- iv) Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en Australie, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Le produit d'intérêts est inscrit 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.
- v) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons revu notre approche en matière de présentation d'ajustements pour arriver au BAIIA aux fins de comparaison, essentiellement pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur. Le BAIIA aux fins de comparaison est maintenant ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants de la période considérée et de la période comparable de l'exercice précédent ont été ajustés afin de refléter ce changement.

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

	Trois mois clos les 30 juin <sup>1</sup>		Six mois clos les 30 juin <sup>1</sup>	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <sup>2</sup>	–	(105)	(65)	(40)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	16	28	51	56
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	10	20
<b>Résultat net</b>	<b>26</b>	<b>(67)</b>	<b>(4)</b>	<b>36</b>
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Amortissement	143	146	288	276
Perte de change	8	5	9	7
Autres (profits) pertes	12	–	12	–
Charge d'intérêts nette	56	59	106	127
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(50)	(6)	(33)	31
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	14	12	29
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	31	37	60	68
Produit d'intérêts australiens	1	1	2	2
(Profits) pertes latents sur les activités de gestion du risque	(18)	23	(16)	–
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Incidences du renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga <sup>3</sup>	–	24	–	53
Imputation pour dépréciation d'actifs	–	12	–	12
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>215</b>	<b>248</b>	<b>436</b>	<b>641</b>
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	215	248	436	484

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été passés en revue afin de refléter ce changement.

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

3) Le renouvellement du contrat de la centrale de Mississauga a pris fin en 2018. L'incidence pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a été une diminution des produits respectivement de 25 millions de dollars et 54 millions de dollars et une baisse du combustible et des achats d'électricité et des couvertures dont la désignation a été annulée de 1 million de dollars pour les deux périodes.

Exclusion faite de la réception, au cours du premier trimestre de 2018, d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué respectivement de 33 millions de dollars et 48 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018. La réduction s'explique surtout par l'expiration du contrat de production autonome visant la centrale de Mississauga, la baisse des produits tirés du contrat de Poplar Creek dans le secteur Gaz au Canada et une interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis, le tout en partie contrebalancé par un rendement plus solide du secteur Commercialisation de l'énergie et une baisse des coûts du secteur Siège social depuis le début de l'exercice. Exclusion faite de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Charbon au Canada a augmenté en raison de la vigueur des prix marchands, de la baisse des coûts du combustible, des coûts liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

## 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 :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1</sup>	258	104	340	529
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(110)	69	(30)	(54)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>148</b>	<b>173</b>	<b>310</b>	<b>475</b>
Ajustement :				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	6	14	12	29
Divers	1	1	2	2
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>155</b>	<b>188</b>	<b>324</b>	<b>506</b>
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(61)	(34)	(86)	(54)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(2)	(3)	(6)
Dividendes versés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(27)	(40)	(59)	(81)
Paievements au titre des obligations locatives <sup>2</sup>	(6)	(5)	(11)	(9)
Divers	(1)	(1)	(1)	(2)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>49</b>	<b>96</b>	<b>144</b>	<b>334</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	284	288	284	288
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>0,55</b>	<b>0,65</b>	<b>1,14</b>	<b>1,76</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action</b>	<b>0,17</b>	<b>0,33</b>	<b>0,51</b>	<b>1,16</b>

1) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

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

3) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois closes les 30 juin 2018 et 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au deuxième trimestre.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1</sup>	215	248	436	641
Charge d'intérêts	(46)	(49)	(88)	(102)
Provisions	7	2	11	(1)
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(7)	(10)	(14)	(19)
Profit (perte) de change réalisé	(2)	3	(7)	6
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(6)	(15)	(13)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(4)	—	1	(6)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>155</b>	<b>188</b>	<b>324</b>	<b>506</b>
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien <sup>2</sup>	(61)	(34)	(86)	(54)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(2)	(3)	(6)
Dividendes versés sur actions privilégiées <sup>3</sup>	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(27)	(40)	(59)	(81)
Paiements au titre des obligations locatives <sup>2</sup>	(6)	(5)	(11)	(9)
Divers	(1)	(1)	(1)	(2)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>49</b>	<b>96</b>	<b>144</b>	<b>334</b>

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ce changement. En 2018, ce montant comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool au cours du premier trimestre de 2018 pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance.

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue la façon de rapprocher les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles afin de présenter les paiements au titre des obligations locatives dans un poste distinct et de retirer les contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ces changements.

3) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois closes le 30 juin 2018 et 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au deuxième trimestre.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Fonds provenant des activités d'exploitation – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	155	188	324	349
Flux de trésorerie disponibles – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	49	96	144	177

Après ajustement de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, les fonds provenant des activités d'exploitation ont reculé respectivement de 33 millions de dollars et 25 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, en raison principalement d'un BAIIA aux fins de comparaison moins élevé respectivement de 33 millions de dollars et 48 millions de dollars, attribuable essentiellement à l'expiration du contrat relatif à la centrale de Mississauga, à la baisse des produits tirés du contrat de Poplar Creek et à une interruption non planifiée dans le secteur Charbon aux États-Unis au cours du premier trimestre de 2019. La baisse du BAIIA aux fins de comparaison a été partiellement contrebalancée par la baisse de la charge d'intérêts et le calendrier favorable des règlements en espèces.

## Résultats sectoriels aux fins de comparaison

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
<b>Flux de trésorerie sectoriels<sup>1</sup></b>				
Charbon au Canada <sup>2</sup>	19	24	60	232
Charbon aux États-Unis	11	13	(1)	31
Gaz au Canada	24	54	48	114
Gaz en Australie	29	31	59	62
Énergie éolienne et énergie solaire	39	48	105	113
Hydroélectricité	32	47	56	63
<b>Flux de trésorerie liés à la production</b>	<b>154</b>	<b>217</b>	<b>327</b>	<b>615</b>
Commercialisation de l'énergie	20	9	44	(9)
Siège social	(30)	(23)	(41)	(48)
<b>Total des flux de trésorerie aux fins de comparaison</b>	<b>144</b>	<b>203</b>	<b>330</b>	<b>558</b>
Total des flux de trésorerie aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	144	203	330	401

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

2) Comprend le montant de 157 millions de dollars versé par le Balancing Pool pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2018.

## Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	80,3	91,0	85,7	90,7
Production visée par des contrats (GWh)	1 424	1 658	3 486	4 958
Production marchande (GWh)	1 365	1 265	3 022	2 173
Total de la production (GWh)	2 789	2 923	6 508	7 131
Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	3 231	3 231	3 231	3 231
Produits des activités ordinaires <sup>2</sup>	186	183	421	451
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité <sup>2</sup>	91	99	237	264
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>95</b>	<b>84</b>	<b>184</b>	<b>187</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	43	68	90
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	4	7	7
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	—	—	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(20)	(21)
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>66</b>	<b>47</b>	<b>129</b>	<b>268</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	4	3	7	7
Dépenses d'investissement liées aux mines	5	9	10	11
Entretien d'envergure planifié	29	1	32	1
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien<sup>3</sup></b>	<b>38</b>	<b>13</b>	<b>49</b>	<b>19</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	2	3	3
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>39</b>	<b>15</b>	<b>52</b>	<b>22</b>
Provisions	—	1	1	(2)
Paiements au titre des obligations locatives <sup>3</sup>	4	4	8	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	4	3	8	9
<b>Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada</b>	<b>19</b>	<b>24</b>	<b>60</b>	<b>232</b>

1) Comprend les unités temporairement mises à l'arrêt (unités 3 et 5 de la centrale de Sundance d'une capacité de 774 MW).

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ce changement.

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

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	66	47	129	111
Flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada – exclusion faite de l'indemnité de résiliation du CAÉ	19	24	60	75

La disponibilité au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice a diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2018, en raison surtout d'une hausse du nombre d'interruptions pour travaux d'entretien planifiés au cours du deuxième trimestre de 2019. Au cours des périodes correspondantes de 2018, il n'y a pas eu d'interruptions pour travaux d'entretien planifiés.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué respectivement de 134 GWh et 623 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2018. La baisse de la production totale au cours des deux périodes est imputable à des interruptions pour travaux d'entretien planifiés, surtout au deuxième trimestre de 2019, à l'unité 4 de la centrale de Sundance et aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills. La baisse de la production visée par des contrats a été contrebalancée en partie par une hausse de la production marchande.

Les produits des activités ordinaires pour la période de trois mois close le 30 juin 2019 sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. Les produits des activités ordinaires pour la période de six mois close le 30 juin 2019 ont diminué

de 30 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2018, en raison principalement de la baisse de la production découlant de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018, en partie contrebalancée par une hausse des prix du marché.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, les produits des activités ordinaires par MWh de production ont augmenté pour s'établir respectivement à environ 67 \$ par MWh et 65 \$ par MWh, par rapport à 63 \$ par MWh et 63 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2018. Les produits des activités ordinaires au premier trimestre de 2018 comprenaient les produits des activités ordinaires tirés des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance de même que les produits des activités ordinaires attribuables au transfert des coûts de conformité liés au carbone, qui ne sont plus recouvrables sur les unités de la centrale de Sundance puisque les CAÉ ont été résiliés.

Les charges au titre du combustible, les coûts de conformité liés au carbone et les achats d'électricité par MWh de production ont été moins élevés pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, s'établissant respectivement à 33 \$ par MWh et 36 \$ par MWh, comparativement à 34 \$ par MWh et 37 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2018. Par conséquent, la marge brute comparable par MWh pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 s'est améliorée respectivement de 5 \$ par MWh et 2 \$ par MWh, comparativement aux périodes correspondantes de 2018.

Nous avons continué de cogénérer au gaz naturel dans les unités marchandes, lorsque cela était rentable. La cogénération réduit les coûts de conformité liés au carbone, car les émissions de GES sont plus faibles. De plus, les coûts du combustible peuvent être réduits grâce à la cogénération, selon le prix du marché du gaz naturel. Nous prévoyons que la cogénération augmentera avec le gazoduc Pioneer, de plus grande capacité, qui a commencé à transporter du gaz vers la fin du deuxième trimestre de 2019. Voir la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué respectivement de 8 millions de dollars et 22 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2019 reflètent pleinement l'incidence des réductions de coûts mises progressivement en œuvre au cours de l'exercice précédent. Ces réductions de coûts découlent d'une combinaison de facteurs, dont le nombre réduit d'unités en exploitation, un facteur de capacité plus faible sur les unités marchandes, la cogénération avec le gaz et l'optimisation de l'exploitation et des travaux d'entretien.

Exclusion faite de la réception, au cours du premier trimestre de 2018, d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance en 2018, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 était respectivement de 19 millions de dollars et 18 millions de dollars plus élevé qu'aux périodes correspondantes de 2018. Cette situation reflète surtout l'incidence combinée de la hausse des prix et de la baisse des coûts du combustible et de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté respectivement de 24 millions de dollars et 30 millions de dollars au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice, en regard de celles des périodes correspondantes de 2018, car les dépenses d'investissement ont augmenté en raison des interruptions planifiées pour travaux d'entretien de centrales en 2019. Il n'y a pas eu d'interruption pour travaux d'entretien planifiés aux centrales en exploitation aux périodes correspondantes de 2018.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont diminué respectivement de 5 millions de dollars et 15 millions de dollars (exclusion faite de la réception d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance), en regard des périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien liées aux interruptions planifiées pour travaux d'entretien en 2019, le tout contrebalancé en partie par une hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Il n'y a pas eu d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien au cours de ces périodes en 2018.

## Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	35,2	25,9	55,9	32,2
Disponibilité ajustée (%) <sup>1</sup>	73,6	63,5	75,2	81,5
Ventes contractuelles (GWh)	830	830	1 650	1 651
Ventes marchandes (GWh)	397	90	2 571	839
Achats d'électricité (GWh)	(881)	(836)	(1 850)	(1 688)
Total de la production (GWh)	346	84	2 371	802
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires <sup>2</sup>	72	58	231	143
Combustible et achats d'électricité	34	20	188	64
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>38</b>	<b>38</b>	<b>43</b>	<b>79</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	18	12	32	27
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>19</b>	<b>25</b>	<b>9</b>	<b>50</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	1	2	1	2
Entretien d'envergure planifié	4	6	4	11
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien<sup>3</sup></b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>13</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	—	—
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité<sup>3</sup></b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>13</b>
Paiements au titre des obligations locatives <sup>3</sup>	—	1	—	2
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	3	3	5	4
<b>Flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>(1)</b>	<b>31</b>

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

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ce changement.

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

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 juin 2019 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison d'une baisse du nombre d'interruptions pour travaux d'entretien planifiés. La disponibilité ajustée pour la période de six mois close le 30 juin 2019 a diminué par rapport à la période correspondante de 2018, en raison de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service jusqu'en avril en raison de la hausse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, tandis qu'en 2018, ces deux unités ont été mises hors service en février en raison d'une baisse saisonnière des prix dans cette même région. En 2018, nous avons effectué des travaux d'entretien d'envergure sur les deux unités pendant cette période. La disponibilité a également diminué en 2019 du fait que l'unité 1 de la centrale de Centralia a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur, ce qui a eu une incidence sur la période de six mois close le 30 juin 2019. Cette réduction de la capacité a été résolue lorsque l'unité a été mise hors service au cours du deuxième trimestre de 2019.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, la production a augmenté respectivement de 262 GWh et 1 569 GWh, par rapport à celle des périodes correspondantes de 2018, en raison surtout de l'augmentation des prix marchands et du calendrier d'optimisation de la répartition. Les prix n'ont pas soutenu l'optimisation de la répartition à la centrale de Centralia avant la mi-avril 2019.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué respectivement de 6 millions de dollars et 41 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018. Durant un événement isolé de prix extrêmes en mars, la centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production physique de

l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation. En conséquence, la Société a subi des pertes en trésorerie de 25 millions de dollars sur sa position de couverture pour le prochain jour ouvré. Cet événement isolé de prix extrêmes a été causé par des températures froides et une forte demande dans le nord-ouest du Pacifique ainsi que les prix extrêmement élevés du gaz naturel. L'unité visée a pu être remise en service plus tôt que prévu pour la livraison sur le marché en temps réel, cependant elle n'a pu récupérer qu'une partie des pertes de couverture pour le prochain jour ouvré, étant donné que les cours de l'énergie en temps réel étaient considérablement plus bas que le prix de règlement pour le prochain jour ouvré. Le prix pour le prochain jour ouvré et les prix en temps réel pour les jours suivants sont historiquement très similaires. L'événement est survenu à l'intérieur d'une période de 48 heures. L'écart restant de 16 millions de dollars au titre du BAIIA aux fins de comparaison depuis le début de l'exercice est lié au fait qu'en 2018, nous avons honoré davantage de volumes faisant l'objet de contrats en achetant de l'énergie à plus bas prix. En 2019, nous n'avons pu acheter que tard dans l'année de l'énergie à bas prix pour honorer nos volumes faisant l'objet de contrats, entraînant une production additionnelle à coûts plus élevés pour honorer nos contrats. De plus, la réparation du précipitateur a entraîné une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au cours du deuxième trimestre de 2019.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 ont diminué respectivement de 3 millions de dollars et 8 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2018, du fait qu'il y a eu moins d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien en 2019.

Les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis pour le deuxième trimestre de 2019 sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2018. Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie ont chuté de 32 millions de dollars par rapport à ceux de la même période de 2018, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison, légèrement contrebalancée par une baisse des dépenses d'investissement.

## Gaz au Canada

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	89,2	84,5	94,3	91,6
Production visée par des contrats (GWh)	423	326	860	741
Production marchande (GWh) <sup>1</sup>	(59)	33	100	71
Total de la production (GWh)	364	359	960	812
Capacité installée brute (MW)	945	953	945	953
Produits des activités ordinaires <sup>2</sup>	55	92	127	196
Combustible et achats d'électricité	12	19	43	48
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>43</b>	<b>73</b>	<b>84</b>	<b>148</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	12	22	25
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	1	1
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>2</sup></b>	<b>31</b>	<b>61</b>	<b>61</b>	<b>122</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	3	1	8	2
Entretien d'envergure planifié	4	6	5	7
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>9</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	—	1
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>10</b>
Provisions et autres	—	—	—	(2)
<b>Flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada</b>	<b>24</b>	<b>54</b>	<b>48</b>	<b>114</b>

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

2) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été révisés afin de refléter ce changement.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a augmenté en regard de celle des périodes correspondantes de 2018, principalement en raison d'une diminution des interruptions planifiées à Fort Saskatchewan au deuxième trimestre et à Sarnia au premier trimestre.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2019, la production est comparable à celle de la période correspondante de 2018, la hausse de la production à Fort Saskatchewan ayant été compensée par une baisse de la production à Sarnia en raison d'une baisse de la demande. Pour la période de six mois close le 30 juin 2019, la production a augmenté de 148 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une hausse de la production à la centrale de Sarnia au premier trimestre de 2019 par suite d'une baisse des interruptions planifiées et d'une hausse de la demande.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué respectivement de 30 millions de dollars et de 61 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018, essentiellement en raison de l'expiration du contrat de la centrale de Mississauga le 31 décembre 2018 et de la baisse des paiements prévus tirés du contrat de location-financement de Poplar Creek. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, le BAIIA aux fins de comparaison comprenait un BAIIA respectivement de 32 millions de dollars et 70 millions de dollars lié aux contrats des centrales de Mississauga et de Poplar Creek.

Au deuxième trimestre, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité sont demeurées stables par rapport à celles de la période correspondante de 2018. Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour la période de six mois close le 30 juin 2019 ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2018, en raison du calendrier des achats de pièces de rechange pour la centrale de Sarnia.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz au Canada ont diminué de 30 millions de dollars au deuxième trimestre de 2019 et de 66 millions de dollars depuis le début de l'exercice, en regard de ceux des périodes correspondantes de 2018, en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

## Gaz en Australie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	90,6	93,9	86,0	92,8
Production visée par des contrats (GWh)	453	473	919	913
Capacité installée brute (MW)	450	450	450	450
Produits des activités ordinaires	40	41	81	82
Combustible et achats d'électricité	1	1	2	2
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>79</b>	<b>80</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	9	18	18
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>61</b>	<b>62</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>				
Entretien d'envergure planifié	2	—	2	—
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>2</b>	<b>—</b>	<b>2</b>	<b>—</b>
<b>Flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie</b>	<b>29</b>	<b>31</b>	<b>59</b>	<b>62</b>

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué en regard de celle des périodes correspondantes de 2018, essentiellement en raison des interruptions non planifiées.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2019, la production a diminué de 20 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison surtout d'une baisse de la demande de la clientèle. Pour la période de six mois close le 30 juin 2019, la production est comparable à celle de la période correspondante de 2018. Nos contrats en Australie sont des contrats de capacité, et les changements dans la production d'électricité n'ont pas d'incidence directe sur nos résultats.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 correspondait, comme prévu, à celui réalisé aux périodes correspondantes de 2018, en raison de la nature de nos contrats.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018, en raison des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à notre centrale de Southern Cross en juin 2019.

## Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Disponibilité (%)	95,2	96,2	95,1	95,3
Production visée par des contrats (GWh)	518	529	1 275	1 278
Production marchande (GWh)	190	222	404	502
Total de la production (GWh)	708	751	1 679	1 780
Capacité installée brute (MW)	1 382	1 363	1 382	1 363
Produits des activités ordinaires <sup>1</sup>	61	66	148	155
Combustible et achats d'électricité	3	4	7	10
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>58</b>	<b>62</b>	<b>141</b>	<b>145</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	11	25	24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2	4	4
Autres résultats d'exploitation nets	(4)	—	(4)	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>47</b>	<b>49</b>	<b>116</b>	<b>117</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Entretien d'envergure planifié	3	1	5	4
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>4</b>
Paiements au titre des obligations locatives <sup>2</sup>	1	—	1	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	—	1	—
Divers (indemnité d'assurance)	4	—	4	—
<b>Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire</b>	<b>39</b>	<b>48</b>	<b>105</b>	<b>113</b>

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats pour 2018 ont été révisés afin de refléter ce changement.

2) Au moment de l'adoption de l'IFRS 16 en 2019, nous avons inclus les paiements sur le capital versés au titre des obligations locatives sur une ligne distincte.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2019, la disponibilité a légèrement diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2018, en raison du nombre accru d'interruptions non planifiées. Pour la période de six mois close le 30 juin 2019, la disponibilité était comparable à celle de la période correspondante de 2018.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, la production a diminué respectivement de 43 GWh et 101 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2018, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne dans l'ouest du Canada et aux États-Unis, en partie compensée par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 était comparable à celui des périodes correspondantes de 2018, la baisse de la production globale ayant été contrebalancée en grande partie par une indemnité d'assurance liée à l'incendie d'une tour au parc éolien de Summerview. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont légèrement augmenté en raison de la hausse des coûts liés aux entrepreneurs.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont diminué respectivement de 9 millions de dollars et 8 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2018, en raison d'une baisse de la production, de la hausse des dépenses d'investissement et des paiements au titre des obligations locatives.

## Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
<b>Production</b>				
Énergie visée par des contrats				
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta (GWh) <sup>1</sup>	417	448	735	730
Autres centrales hydroélectriques (GWh) <sup>1</sup>	133	133	160	169
Énergie marchande				
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	25	28	28	33
<b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>	<b>575</b>	<b>609</b>	<b>923</b>	<b>932</b>
Volumes des services accessoires (GWh) <sup>2</sup>	788	876	1 569	1 822
<b>Capacité installée brute (MW)</b>	<b>926</b>	<b>926</b>	<b>926</b>	<b>926</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Énergie	27	31	56	41
Actifs au titre des CAÉ – hydro en Alberta – Services accessoires	28	45	57	60
Paievements de capacité reçus en vertu des CAÉ – hydro en Alberta <sup>3</sup>	14	14	28	28
Autres produits des activités ordinaires <sup>4</sup>	18	17	23	23
<b>Total des produits des activités ordinaires bruts</b>	<b>87</b>	<b>107</b>	<b>164</b>	<b>152</b>
Paievement lié aux CAÉ – hydro en Alberta, montant net	(38)	(44)	(78)	(62)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>49</b>	<b>63</b>	<b>86</b>	<b>90</b>
Combustible et achats d'électricité	2	2	3	3
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>47</b>	<b>61</b>	<b>83</b>	<b>87</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	11	18	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	1	1	2
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>5</sup></b>	<b>37</b>	<b>49</b>	<b>64</b>	<b>66</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	2	1
Entretien d'envergure planifié	3	1	5	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>3</b>
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	–	1	–
<b>Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité</b>	<b>32</b>	<b>47</b>	<b>56</b>	<b>63</b>

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

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

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

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

5) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été passés en revue afin de refléter ce changement. Toutefois, cela n'a eu aucune incidence sur le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Hydroélectricité.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué respectivement de 34 GWh et 9 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2018. La baisse de la production pour la période de trois mois close le 30 juin 2019 est principalement attribuable à une hausse des ressources hydrauliques au cours du deuxième trimestre de 2018. Pour la période de six mois close le 30 juin 2019, la production est comparable à celle de la période correspondante de 2018, en raison de conditions de marché favorables et d'abondantes ressources hydrauliques en Alberta au cours du premier trimestre de 2019, en partie contrebalancées par une baisse des ressources hydrauliques en Colombie-Britannique.

Pour le deuxième trimestre de 2019, le total des produits des activités ordinaires bruts a diminué de 20 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison d'une baisse des ventes de services accessoires. Pour le premier semestre de 2019,

le total des produits des activités ordinaires bruts a augmenté de 12 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2018, en raison des prix favorables de l'énergie et des services accessoires au premier trimestre de 2019, qui ont annulé en partie une baisse au deuxième trimestre. Déduction faite du montant net des paiements liés aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 a diminué respectivement de 12 millions de dollars et 2 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2018.

Les dépenses d'investissement de maintien et d'investissement liées à la productivité ont augmenté respectivement de 2 millions de dollars et 4 millions de dollars au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice par rapport aux périodes correspondantes de 2018, en raison d'une révision générale à nos centrales de Rundle et de Three Sisters.

Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont diminué de 15 millions de dollars et 7 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2018, en raison surtout de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison et d'une augmentation des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

## Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et marge brute <sup>1</sup>	21	11	49	9
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	5	17	13
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>32</b>	<b>(4)</b>
<b>Déduire :</b>				
Provisions et autres	(7)	(3)	(12)	5
<b>Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie</b>	<b>20</b>	<b>9</b>	<b>44</b>	<b>(9)</b>

1) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été passés en revue afin de refléter ce changement.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté respectivement de 7 millions de dollars et 36 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2018 en raison de solides résultats dans l'ensemble des marchés, et plus particulièrement ceux des marchés de l'ouest des États-Unis.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie se sont améliorés respectivement de 11 millions de dollars et 53 millions de dollars par rapport à ceux des mêmes périodes de 2018, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et d'autres règlements en espèces.

En outre, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, le secteur Commercialisation de l'énergie a généré des profits latents liés à la réévaluation à la valeur du marché respectivement de 4 millions de dollars et 22 millions de dollars (profits respectivement de 2 millions de dollars et 21 millions de dollars en 2018), qui n'ont pas été inclus dans le BAIIA aux fins de comparaison ni dans les flux de trésorerie présentés ci-dessus. Les flux de trésorerie liés à la réévaluation latente en 2019 devraient être réalisés au cours des prochaines périodes.

## Siège social

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(27)	(20)	(34)	(40)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	—	(2)	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>(29)</b>	<b>(20)</b>	<b>(36)</b>	<b>(40)</b>
<b>Déduire :</b>				
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	2	3	5	6
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	—	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>8</b>
Paiements au titre des obligations locatives <sup>1</sup>	1	—	2	—
Divers	(2)	—	(2)	—
<b>Flux de trésorerie du secteur Siège social</b>	<b>(30)</b>	<b>(23)</b>	<b>(41)</b>	<b>(48)</b>

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

Pour la période de six mois close le 30 juin 2019, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 6 millions de dollars, en raison notamment du gain net de 9 millions de dollars réalisé depuis le début de l'exercice sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, contrebalancé en partie par une hausse des frais juridiques. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions est fixé en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres. Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2019, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 7 millions de dollars en raison des pertes latentes découlant du swap sur rendement total dans le cadre de notre régime de paiements fondés sur des actions et d'une hausse des frais juridiques. La perte sur le swap sur rendement total réalisée au deuxième trimestre de 2019 a contrebalancé en partie le gain réalisé au premier trimestre de 2019.

## Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis 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.

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

Douze mois clos les	30 juin 2019	31 déc. 2018
Fonds provenant des activités d'exploitation	745	927
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	(157)
Ajouter : intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives, déduction faite du produit d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	163	174
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts</b>	<b>908</b>	<b>944</b>
Intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives, déduction faite du produit d'intérêts	167	176
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées <sup>1</sup>	20	20
<b>Intérêts ajustés</b>	<b>187</b>	<b>196</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)</b>	<b>4,9</b>	<b>4,8</b>

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois closes les 30 juin 2018 et 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au deuxième trimestre.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Bien que les deux périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio s'est amélioré au 30 juin 2019 par rapport à celui au 31 décembre 2018, principalement en raison de la baisse des intérêts ajustés.

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

Aux	30 juin 2019	31 déc. 2018
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1</sup>	745	927
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance <sup>1</sup>	–	(157)
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées <sup>1,2</sup>	(20)	(20)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés</b>	<b>725</b>	<b>750</b>
Dette à long terme à la fin de la période <sup>3</sup>	3 047	3 267
Titres échangeables	324	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(208)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	–	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>4</sup>	(6)	(10)
<b>Dette nette ajustée</b>	<b>3 628</b>	<b>3 612</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)</b>	<b>20,0</b>	<b>20,8</b>

1) Douze derniers mois

2) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois closes les 30 juin 2018 et 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au deuxième trimestre.

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

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018.

Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée a chuté sous l'effet d'une baisse du ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés par rapport à 2018.

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

Aux	30 juin 2019	31 déc. 2018
Dette à long terme à la fin de la période <sup>1</sup>	3 047	3 267
Titres échangeables	324	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(208)	(89)
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	–	(27)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>2</sup>	(6)	(10)
<b>Dette nette ajustée</b>	<b>3 628</b>	<b>3 612</b>
BAIIA aux fins de comparaison <sup>3,4</sup>	947	1 152
Déduire : indemnité reçue pour la résiliation anticipée des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	–	(157)
<b>BAIIA aux fins de comparaison ajusté<sup>3,4</sup></b>	<b>947</b>	<b>995</b>
<b>Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison<sup>3,4</sup> (multiple)</b>	<b>3,8</b>	<b>3,6</b>

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

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018.

3) Douze derniers mois

4) Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été passés en revue afin de refléter ce changement.

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de 3,0 à 3,5 fois. Notre ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté par rapport à 2018 en raison surtout d'un BAIIA aux fins de comparaison moins élevé.

## Croissance stratégique et transformation de l'entreprise

### Conversion du charbon au gaz et rééquipement des centrales de Sundance et de Keephills

Nous planifions la conversion du charbon au gaz et le rééquipement de quelques-unes ou de la totalité des unités de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills à partir de 2020 jusqu'en 2023. Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons émis un ordre d'exécution limité pour la conversion du charbon au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance et le 4 juillet 2019, nous avons émis un ordre d'exécution complet pour cette unité. Nous visons à terminer la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020. Nous comptons émettre des ordres d'exécution limités et des ordres d'exécution complets pour un bon nombre des autres unités des centrales de Sundance et de Keephills plus tard en 2019 et au début de 2020, et prévoyons terminer la conversion de ces unités en 2021 et 2022. Le coût de conversion devrait être d'environ 30 à 35 millions de dollars par unité. En 2019, nous prévoyons engager des dépenses d'environ 24 millions de dollars pour maximiser notre capacité de cogénération du gaz de manière plus cohérente à une capacité nominale de 30 %, et poursuivre notre stratégie de conversion de centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

De plus, nous continuons d'évaluer la possibilité de rééquiper une ou plusieurs des turbines à vapeur aux centrales de Sundance et de Keephills en installant une ou plusieurs turbines à combustion et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Nous prévoyons prendre la décision de procéder à ces investissements en 2020. Le rééquipement devrait coûter 40 % moins cher qu'une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire.

### Partenariat pour le gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, vers les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le gazoduc Pioneer a actuellement un débit d'environ 50 Mpi<sup>3</sup>/jour de gaz naturel durant cette phase de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux peuvent fluctuer selon les conditions du marché. Le gazoduc Pioneer devrait atteindre un débit ferme d'environ 130 Mpi<sup>3</sup>/jour de gaz naturel à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2019. Tidewater et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer, qui est appuyée par une convention d'achat ferme d'une durée de 15 ans de TransAlta au taux du marché. Ce projet représente pour TransAlta un investissement d'environ 100 millions de dollars, y compris l'infrastructure connexe.

### Projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets de parc éolien prêts à construire aux États-Unis. Les travaux de construction des projets sont en cours. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes de crédit de Standard & Poor's d'au moins A+.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la Société a acquis le projet de parc éolien. Les estimations des coûts pour les projets de parc éolien aux États-Unis ont été réévaluées à 259 millions de dollars américains, principalement en raison de retards liés aux travaux de construction et aux conditions météorologiques ainsi que de coûts d'interconnexion plus élevés. TransAlta Renewables financera ces coûts en acquérant des actions privilégiées supplémentaires émises par une filiale de TransAlta ou en souscrivant des billets portant intérêt émis par l'entité responsable du projet. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis. TransAlta Renewables financera ces coûts d'acquisition et de construction à même ses liquidités existantes et au moyen de financement donnant droit à des avantages fiscaux. Les travaux de fondation sont terminés et les travaux de montage des éoliennes vont bon train aux deux parcs. Big Level et Antrim devraient tous deux être entièrement fonctionnels durant le deuxième semestre de 2019. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

### **Projet éolien Windrise**

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien Windrise de 207 MW a été choisi par l'AESO comme l'un des trois projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. TransAlta et l'AESO ont conclu un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Le projet Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter environ 270 millions de dollars. Les travaux d'aménagement vont bon train, tout comme le processus d'obtention de permis, et le parc devrait entrer en service, comme prévu, au cours du deuxième trimestre de 2021.

### **Projet WindCharger**

Au cours du premier trimestre de 2019, TransAlta a approuvé le projet WindCharger, un projet novateur de stockage d'énergie d'une capacité de 10 MW à 20 MW. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste se rapportant au parc éolien Summerview de TransAlta. WindCharger stockera l'énergie produite par le parc éolien de Summerview II à proximité et la déchargera dans le réseau électrique de l'Alberta en période de pointe de la demande. Ce projet devrait être la toute première installation de stockage à batteries à grande échelle en Alberta et bénéficiera du cofinancement de l'organisme Emissions Reduction Alberta. Les demandes d'approbation réglementaire, dont une visant les installations, ont été déposées auprès de l'Alberta Utilities Commission, et les autorisations devraient être reçues au cours du troisième trimestre de 2019. TransAlta est en train d'achever les travaux de conception détaillée et d'ingénierie et d'acheter de l'équipement à long délai d'approvisionnement. Le début des travaux de construction est prévu pour mars 2020 et la mise en service commerciale, pour juin 2020. Le coût total prévu du projet pour TransAlta est de 7 millions de dollars.

### **Projet Greenlight**

Le projet Greenlight est un programme pluriannuel pour transformer la stratégie de la Société et sa mise en œuvre. Les unités fonctionnelles se concentrent à la fois sur l'amélioration des flux de trésorerie et sur la façon dont la Société offre une valeur durable. Dans le cadre de ce programme, nous avons réalisé des projets qui ont rehaussé notre rendement en améliorant l'efficacité de la production et les tarifs de chauffage, en réduisant les coûts du combustible, en abaissant les émissions de GES et les coûts d'exploitation et d'entretien, en optimisant nos dépenses d'investissement, en évitant de nouveaux coûts, en réduisant les frais généraux et les coûts de financement, en améliorant notre fonds de roulement, en monétisant des actifs, en simplifiant les procédés et en réalisant des gains d'efficacité.

Le succès de ce projet a apporté la souplesse financière nécessaire pour de nouveaux investissements, et, au fur et à mesure que nous progressons dans nos plans en vue d'intégrer ce processus de transformation à nos activités, nous prévoyons continuer à réaliser une valeur nouvelle grâce à l'innovation et à l'amélioration des processus.

## **Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture**

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

Le 2 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») une entente portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par suite de cet échange, TransAlta détiendra à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills et Capital Power détiendra à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les prix d'achat de chacune des participations hors exploitation se compenseront en grande partie, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement net d'environ 10 millions de dollars à TransAlta, sous réserve des ajustements liés au fonds de roulement et d'autres modalités. La transaction est assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception de toutes les approbations gouvernementales et réglementaires nécessaires. La Société prévoit que la transaction sera sans incidence sur le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation. Nous prévoyons comptabiliser une perte nette avant impôts se situant entre 155 millions de dollars et 205 millions de dollars, découlant principalement de la réduction de valeur à la juste valeur de la participation de 50 % que TransAlta détient actuellement dans l'unité 3 de la centrale de Keephills.

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

L'unité 3 de Genesee est une centrale alimentée au charbon d'une capacité de 466 MW, située à environ 50 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton, et adjacente à la centrale de Genesee détenue par Capital Power. TransAlta et Capital Power sont aussi propriétaires à parts égales de l'unité 3 de Genesee dont Capital Power assume l'exploitation.

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

Le 27 mai 2019, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2019 et se termine le 28 mai 2020 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

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

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2019, la Société a racheté et annulé 2 398 200 actions ordinaires à un prix moyen de 8,57 \$ l'action, pour un coût total de 21 millions de dollars. Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 juin 2019 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour de plus amples renseignements.

### Changements à la direction

Le 8 août 2019, le conseil d'administration a nommé John Kousinioris au poste de chef de l'exploitation de TransAlta Corporation. Auparavant, M. Kousinioris a assumé les rôles de chef des services juridiques et, plus récemment, de chef de la croissance de TransAlta. Avant cette promotion, il était responsable de la surveillance des services du développement commercial, des opérations des gaz et énergies renouvelables, de la commercialisation et de la commercialisation de l'énergie.

Le 17 mai 2019, la Société a annoncé la promotion de Todd Stack au poste de chef des finances. M. Stack, qui occupait le poste de directeur général et contrôleur de la Société depuis février 2017, était responsable de la direction et de l'orientation des activités financières, de la comptabilité d'entreprise, des rapports, de la fiscalité et de la planification de TransAlta.

Depuis son arrivée à TransAlta en 1990, M. Stack a agi à titre de trésorier et de contrôleur de la Société, en plus de faire partie de l'équipe de développement de l'entreprise qui examine les nouvelles possibilités et les occasions d'acquisition. Avant de se joindre à l'équipe des finances de TransAlta, M. Stack a occupé un certain nombre de postes au sein de l'équipe d'ingénierie, notamment en conception, en exploitation et en gestion de projet. M. Stack remplace Christophe Dehout, qui a quitté la Société pour saisir de nouvelles occasions.

### Investissement stratégique de Brookfield

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield investira 750 millions de dollars dans TransAlta. Cet investissement procure la souplesse financière qui permettra à TransAlta de poursuivre sa transition afin que, d'ici 2025, la totalité de sa production provienne d'énergie propre, reconnaît la valeur anticipée future des actifs hydroélectriques que TransAlta détient en Alberta, et accélère la réalisation du plan de la Société de distribuer des capitaux à ses actionnaires.

En vertu de la convention, Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur, dont la valeur sera établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques.

Le 1<sup>er</sup> mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1<sup>er</sup> mai 2039. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions préalables.

En outre, sous réserve des exceptions indiquées dans la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % à la clôture de la période prescrite d'achat d'actions, Brookfield n'étant cependant pas tenue d'acheter des actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action. Lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2019, les actionnaires de TransAlta ont élu deux administrateurs chevronnés de Brookfield, Harry Goldgut et Richard Legault, au sein du conseil d'administration de la Société. TransAlta et Brookfield comptent travailler ensemble pour compléter la transition de TransAlta vers la production d'énergie propre, maximiser la valeur des actifs hydroélectriques et créer une valeur à long terme pour les actionnaires.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois prochaines années.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a payé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception du premier déboursement. Ces coûts de transaction ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures.

### Centrale éolienne Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne Skookumchuck, centrale de 136,8 MW actuellement en construction, située dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de la centrale Centralia, dans l'État de Washington. Le projet dispose d'un CAÉ de 20 ans avec une contrepartie de première qualité. TransAlta prendra sa décision d'investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour décembre 2019. La contrepartie totale de l'investissement représentera 49 % du total des coûts de construction, moins les apports de capital des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux.

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

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'Alberta Electric System Operator («AESO») avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, dont la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2021.

Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur son évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

### Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Au cours du premier semestre de 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction de 64 millions de dollars (49 millions de dollars américains) pour les projets de parc éolien aux États-Unis.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la Société a acquis le projet de parc éolien pour une contrepartie en trésorerie totalisant 24 millions de dollars et le règlement du solde de l'encours du prêt à recevoir de 41 millions de dollars. En conséquence, la Société a comptabilisé 50 millions de dollars au titre d'actifs en construction dans les immobilisations corporelles et 15 millions de dollars dans les immobilisations incorporelles. La Société a également payé la dernière retenue de garantie de 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) pour le projet de parc éolien Big Level, exigible à la clôture de l'acquisition d'Antrim. À la conclusion de l'acquisition d'Antrim, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 70 millions de dollars (52 millions de dollars américains) en souscrivant un billet à ordre portant intérêt émis par l'entité mettant en œuvre le projet.

Se reporter à la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour des mises à jour sur les projets en cours. Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2018 et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2019 et pour les périodes de trois mois et

de six mois closes à cette date pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

## Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Réglementation régionale et conformité» de notre rapport de gestion annuel de 2018 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

### Gouvernement fédéral du Canada

#### *Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre*

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entrée en vigueur le 21 juin 2018. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral canadien a instauré un prix national sur les émissions de gaz à effet de serre («GES»). Le prix a débuté à 20 \$ la tonne d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO<sub>2</sub>») pour les émissions en 2019 et augmentera de 10 \$ par année, pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022.

#### *Taxe carbone*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'ont pas mis en œuvre de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral – Ontario, Manitoba, Nouveau-Brunswick, Saskatchewan, Île-du-Prince-Édouard, Yukon et Nunavut.

Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions. Le STFR est une norme basée sur l'intensité selon laquelle les grands émetteurs doivent respecter une norme de rendement d'intensité des émissions par unité de production propre à un secteur. Si l'intensité des émissions de la centrale est inférieure ou supérieure à la norme de rendement, la centrale générera des crédits de carbone ou des obligations en matière de carbone correspondant à la différence entre la norme de rendement de l'industrie et l'intensité des émissions de la centrale réglementée.

Les règlements définitifs concernant le STFR ont été publiés le 28 juin 2019. TransAlta exerce actuellement ses activités selon ce système en Ontario.

#### *Norme sur les combustibles propres*

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

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

### Alberta

#### *Règlement applicable aux grands émetteurs de gaz à effet de serre*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, le gouvernement de l'Alberta est passé du règlement *Specified Gas Emitters Regulation* à un nouveau règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* («CCIR»). En vertu du règlement CCIR, la conformité réglementaire est passée d'une norme de conformité propre à une centrale à une norme de conformité relative au rendement d'un produit ou d'un secteur.

Le 16 avril 2019, le Parti conservateur uni a remporté les élections provinciales tenues en Alberta pour former un gouvernement majoritaire. Le Parti conservateur uni s'est engagé à délaissier le règlement CCIR pour adopter un nouveau programme intitulé Technology Innovative Emissions Reduction («TIER»), qui devrait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Dans le cadre du programme TIER proposé, les grands émetteurs qui émettent plus de 100 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> par année seront visés par le règlement et les émetteurs dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 100 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> pourront choisir d'y adhérer. Pour le secteur de l'électricité, comme c'est le cas du règlement CCIR, le TIER correspond à une norme de carbone fondée sur l'intensité dans le cadre de laquelle les obligations en matière d'émissions sont évaluées en fonction des tonnes de carbone par MWh. Les entités couvertes du secteur de l'électricité devront respecter une norme d'intensité comparable à la meilleure norme pour le gaz, qui devrait être la même que celle du règlement CCIR, à 370 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>/GWh. Tous les autres grands émetteurs devront réduire leurs émissions de 10 % par rapport à leur facteur moyen d'émission par installation de 2016 à 2018.

Les installations dont les émissions dépassent les exigences de réduction établies devront se conformer au TIER de l'une des façons suivantes : 1) en versant au fonds sur le carbone le prix par tonne d'éq. CO<sub>2</sub>; 2) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; 3) en versant les crédits de rendement en matière d'émissions de leurs autres installations; ou 4) en versant les crédits compensatoires d'émissions.

Afin d'obtenir les commentaires des parties prenantes quant au TIER, le gouvernement de l'Alberta a tenu des consultations tout au long du mois de juillet, qui se termineront le 2 août 2019 par la présentation d'observations écrites finales. Le gouvernement de l'Alberta a l'intention de rédiger et d'adopter le nouveau règlement TIER au cours de la session d'automne, en vue de son entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, en remplacement du CCIR.

Une fois le programme terminé, le système TIER sera soumis à l'examen du gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral effectue un examen annuel des systèmes provinciaux de tarification du carbone afin de confirmer leur conformité aux exigences établies. Le processus d'examen de 2019 devrait être achevé au quatrième trimestre de 2019.

#### *Taxe carbone*

Le Parti conservateur uni de l'Alberta a adopté le projet de loi 1 : *An Act to Repeal the Carbon Tax*, qui visait à éliminer la taxe carbone à compter du 30 mai 2019 sur les sources d'énergie fossiles comme l'essence et le gaz naturel. Le gouvernement fédéral s'est engagé à remplacer la taxe provinciale sur le carbone par une taxe fédérale équivalente à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020. TransAlta ne paiera pas la taxe carbone sur les carburants visés du 1<sup>er</sup> juin 2019 au 31 décembre 2019.

#### *Examen du marché de l'électricité*

Le 24 juillet 2019, le Parti conservateur uni a mis fin au marché de capacité à l'issue de son processus d'examen de 90 jours. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il conservera la structure de marché fondée sur l'énergie seulement. Cette structure de marché favorisera les stratégies actuelles et futures de TransAlta.

## **Ontario**

#### *Règlement visant les grands émetteurs de gaz à effet de serre*

Les grands émetteurs de l'Ontario sont actuellement assujettis au système de tarification fondé sur le rendement («STFR») faisant partie du filet de sécurité fédéral, et ils devraient demeurer soumis à cette réglementation au moins jusqu'au prochain examen fédéral en 2022.

Le 4 juillet 2019, le gouvernement de l'Ontario a publié la version définitive du règlement provincial sur les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre («NRE»). Les NRE établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations assujetties. Les grands émetteurs qui génèrent plus de 50 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> par année seront tenus de respecter les NRE, tandis que les installations dont les émissions annuelles se situent entre 10 000 et 50 000 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> pourront choisir d'y adhérer. Le plafond des émissions de carbone relatives à l'électricité a été fixé à 420 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> par GWh. Une méthode de comptabilisation de l'efficacité carbone des centrales de cogénération fait également partie du programme.

Les installations dont les émissions dépassent les exigences de réduction établies peuvent se conformer de l'une des façons suivantes : 1) en achetant des unités pour émissions excédentaires auprès de l'organisme de réglementation; 2) en réalisant des réductions des émissions à leur installation; 3) en utilisant les unités de rendement à l'égard des émissions générées par les installations dont les émissions sont inférieures à leur limite d'intensité des émissions.

La première période de conformité au règlement débutera le 1<sup>er</sup> janvier de l'année au cours de laquelle l'Ontario sera retiré de la liste des provinces assujetties au système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral. Nous prévoyons que la première période débutera le 1<sup>er</sup> janvier 2023.

#### *Taxe carbone*

La taxe fédérale sur le carbone est entrée en vigueur en Ontario le 1<sup>er</sup> avril 2019 et devrait le demeurer jusqu'au prochain examen fédéral en 2022.

#### *Examen du marché de l'électricité*

L'Ontario met actuellement en œuvre la première phase d'un marché de capacité qui permettra de répondre à la demande et auquel les producteurs non liés par contrat actuels pourront participer. La première vente aux enchères de capacité aura lieu en décembre 2019 pour la période d'obligation de 2020. Les actifs de TransAlta sont liés par contrat et ne participeront pas à la vente aux enchères. Avec le temps, ce marché évoluera pour permettre la participation au moyen d'importations et de la capacité non vendue par contrat des installations liées par contrat. Les actifs de TransAlta pourront participer aux enchères de 2022 ou des années subséquentes.

L'Ontario prévoit apporter d'importants changements à son marché de l'énergie, notamment par l'adoption d'une tarification différenciée en fonction des points d'accès au réseau (tarification liée à la congestion des réseaux de transport) et la mise en œuvre d'un marché à 24 heures. Ces changements devraient avoir peu d'incidence sur les prix dans le sud de l'Ontario où la plupart des actifs de TransAlta sont situés.

## Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 juin 2019		31 déc. 2018	
	\$	%	\$	%
<b>TransAlta Corporation</b>				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	647	9	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	907	13	943	13
Titres échangeables	324	5	–	–
Facilités de crédit	–	–	174	2
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	25	1	28	–
Divers	10	–	11	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(189)	(3)	(16)	–
Déduire : capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	–	–	(27)	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(6)	–	(10)	–
Dette avec recours	1 718	25	1 750	24
Dette sans recours	441	6	469	6
Obligations locatives	60	1	63	1
<b>Total de la dette nette – TransAlta Corporation</b>	<b>2 219</b>	<b>32</b>	<b>2 282</b>	<b>31</b>
<b>TransAlta Renewables</b>				
Facilité de crédit	200	3	165	2
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(19)	–	(73)	(1)
Dette avec recours	181	3	92	1
Dette sans recours	742	10	767	11
Obligations locatives	15	–	–	–
<b>Total de la dette nette – TransAlta Renewables</b>	<b>938</b>	<b>13</b>	<b>859</b>	<b>12</b>
<b>Total de la dette nette consolidée</b>	<b>3 157</b>	<b>45</b>	<b>3 141</b>	<b>43</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	1 095	15	1 137	16
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 034	43	3 059	42
Actions privilégiées	942	13	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 117)	(16)	(1 004)	(14)
<b>Total du capital</b>	<b>7 111</b>	<b>100</b>	<b>7 275</b>	<b>100</b>

Dans l'ensemble, notre dette nette consolidée totale a augmenté de 16 millions de dollars au cours des six premiers mois de 2019 principalement du fait de l'émission des titres échangeables, contrebalancée par la baisse des emprunts sur les facilités de crédit et la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 619 millions de dollars viendront à échéance. Nous recevrons le produit de l'émission à Brookfield de la seconde tranche des titres échangeables de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020. Voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidités considérable. Nous disposons d'un total de 2,2 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018) de facilités de crédit consenties, qui comprennent notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars (1,25 milliard de dollars au 31 décembre 2018), la facilité bancaire consortiale consentie de TransAlta Renewables de 0,7 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et nos facilités de crédit bilatérales de 0,2 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités ont été renouvelées et la facilité de

TransAlta Renewables a été augmentée de 200 millions de dollars, au cours du deuxième trimestre de 2019 et viennent à échéance respectivement en 2023, 2023 et 2021. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,95 milliard de dollars (1,75 milliard de dollars au 31 décembre 2018) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. Au total, un montant de 1,3 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2018) n'a pas été prélevé. Au 30 juin 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,9 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2018) et était constitué d'emprunts réels de 200 millions de dollars (339 millions de dollars au 31 décembre 2018) et de lettres de crédit de 654 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,3 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 208 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans droit de recours totalisant 1 182 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) qui sont assujetties aux conditions financières et aux clauses restrictives habituelles qui pourraient limiter notre capacité 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 deuxième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du deuxième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au troisième trimestre de 2019. Au 30 juin 2019, un montant de 23 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Nous détenons un montant de 31 millions de dollars (31 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet de parc éolien Kent Hills détenu dans un compte de réserve pour la construction, lequel a été libéré en juillet 2019. 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. Nous avons choisi d'utiliser les lettres de crédit au 30 juin 2019.

La dépréciation du dollar américain a réduit nos soldes de dette à long terme de 38 millions de dollars en 2019. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	30 juin 2019
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	(19)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(5)
Couvertures économiques sur les activités américaines	(11)
Non couvert	(3)
<b>Total</b>	<b>(38)</b>

#### Capital social

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

Aux	8 août 2019	30 juin 2019	31 déc. 2018
	Nombre d'actions (en millions)		
<b>Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>282,3</b>	<b>282,3</b>	<b>284,6</b>
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
<b>Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>

### Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 juin 2019, nous détenons une participation de 60,6 % (61,1 % au 30 juin 2018) dans TransAlta Renewables. Notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous ne participons pas à ce régime.

Nous détenons également 50,01 % de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»), qui détient et exploite quatre centrales alimentées au gaz naturel (Mississauga, Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au charbon, ou qui possède une participation dans ces centrales.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté depuis le début de l'exercice et pour le deuxième trimestre de 2019 a diminué, passant respectivement de 56 millions de dollars et 28 millions de dollars aux périodes correspondantes de 2018 à 51 millions de dollars et 16 millions de dollars. Pour les deux périodes de 2019, le résultat a diminué à TransAlta Renewables en raison surtout d'une baisse des produits financiers et du produit d'intérêts liés aux filiales de TransAlta et d'une hausse des pertes de change, contrebalancées en partie par une augmentation de la modification de la juste valeur des investissements dans les filiales de TransAlta. Les résultats réalisés par TA Cogen ont augmenté au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 2019, en raison surtout de la vigueur des prix en Alberta et des coûts moins élevés du combustible à la centrale alimentée au charbon.

### Rendements aux fournisseurs de capitaux

#### Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Intérêt sur la dette	42	45	83	98
Intérêt sur les titres échangeables	5	—	5	—
Produit d'intérêts	(3)	(3)	(5)	(6)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	—	(2)	—
Perte au rachat anticipé des billets de premier rang en dollars américains et des débentures	—	—	—	5
Intérêts sur les obligations locatives	1	1	2	2
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	4	3	7	6
Autres intérêts	2	7	4	10
Désactualisation des provisions	6	6	12	12
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>106</b>	<b>127</b>

La charge d'intérêts a diminué au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 en raison de la baisse de la dette, de la prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars liée au rachat anticipé des billets de premier rang de 500 millions de dollars américains au cours du premier trimestre de 2018 et des coûts passés en charges en 2018 totalisant 5 millions de dollars relativement au financement de projet qui n'était plus réalisable. L'intérêt sur les titres échangeables a été largement compensé par une baisse des intérêts sur la dette.

#### Dividendes aux actionnaires

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées déclarés du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 8 août 2019 :

Date de déclaration	Date de paiement		Dividendes sur actions ordinaires	Dividendes sur actions privilégiées				
	Actions ordinaires	Actions privilégiées		A	B	C	E	G
16 juillet 2019	1 <sup>er</sup> octobre 2019	30 septembre 2019	0,04	0,16931	0,23422	0,25169	0,32463	0,33125
15 avril 2019	1 <sup>er</sup> juillet 2019	30 juin 2019	0,04	0,16931	0,23136	0,25169	0,32463	0,33125

## Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés au 30 juin 2019 par rapport au 31 décembre 2018 :

Actifs	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	119	Calendrier des encaissements et des décaissements et trésorerie reçue de l'émission des titres échangeables
Créances clients et autres débiteurs	(252)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Charges payées d'avance	26	Paievements annuels d'impôts fonciers et d'assurance (22 millions de dollars)
Stocks	26	Augmentation des stocks de charbon dans le secteur Charbon aux États-Unis (30 millions de dollars) contrebalancée en partie par une baisse des stocks de charbon dans le secteur Charbon au Canada (9 millions de dollars)
Liquidités soumises à restrictions	(35)	Liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP utilisées pour le remboursement de la dette
Immobilisations corporelles, montant net	(126)	Amortissement pour la période (304 millions de dollars), ajustements découlant de la mise en œuvre de l'IFRS 16 (62 millions de dollars), variations défavorables des taux de change (51 millions de dollars) et mise hors service d'actifs et cessions (27 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des acquisitions (247 millions de dollars), l'acquisition liée à Antrim (50 millions de dollars) et des révisions des frais de démantèlement et de remise en état (21 millions de dollars)
Actifs au titre du droit d'utilisation	79	Transferts des immobilisations corporelles, immobilisations incorporelles et autres actifs (38 millions de dollars) et nouveaux actifs au titre du droit d'utilisation comptabilisés selon l'IFRS 16 (47 millions de dollars) (voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements), le tout contrebalancé en partie par l'amortissement (9 millions de dollars).
Immobilisations incorporelles	(12)	Amortissement (25 millions de dollars) contrebalancé en partie par l'acquisition liée à Antrim (14 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(19)	Règlements de contrats et variations défavorables des taux de change, le tout en partie contrebalancé par des prix du marché favorables
Autres actifs	(17)	Billet à recevoir pour les frais de mise en valeur de projets associés au gazoduc Pioneer transféré aux acquisitions d'immobilisations corporelles
Autres	(18)	
<b>Total de la diminution des actifs</b>	<b>(229)</b>	
Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	(132)	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(11)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (y compris la tranche courante)	(220)	Remboursements sur les facilités de crédit (139 millions de dollars), remboursements de la dette à long terme (54 millions de dollars) et variations favorables des taux de change (38 millions de dollars) en partie contrebalancés par une augmentation des obligations locatives au moment de l'adoption de l'IFRS 16, déduction faite des remboursements (12 millions de dollars)
Titres échangeables	324	Émission de titres échangeables (voir la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» pour plus de renseignements)
Passifs sur contrat (courants et non courants)	17	Passifs sur contrat retirés des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants, car ils ne sont plus considérés comme des contrats de location depuis l'adoption de l'IFRS 16 (voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	29	Pertes actuarielles (37 millions de dollars) en partie contrebalancées par le déplacement des passifs dans les passifs sur contrat (17 millions de dollars)
Passifs d'impôt différé	(68)	Diminution des différences temporaires imposables attribuable surtout à la réduction du taux d'imposition en Alberta (voir la rubrique «Autre analyse consolidée» pour plus de renseignements)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(138)	Perte nette (55 millions de dollars), autres éléments du résultat global (48 millions de dollars), rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA (21 millions de dollars) et dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées (21 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	(42)	Distributions versées et à verser (70 millions de dollars) et juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global (35 millions de dollars) contrebalancés en partie par le résultat net (51 millions de dollars) et les variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables depuis la mise en place du régime de réinvestissement des dividendes (12 millions de dollars)
Autres	12	
<b>Total de la diminution des passifs et des capitaux propres</b>	<b>(229)</b>	

## Flux de trésorerie

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018 :

Trois mois clos les 30 juin	2019	2018	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	109	329	(220)	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	258	104	154	Variations favorables du fonds de roulement hors trésorerie (179 millions de dollars) contrebalancées en partie par une baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement (25 millions de dollars)
Activités d'investissement	(177)	(106)	(71)	Hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles (50 millions de dollars), investissement dans le gazoduc Pioneer (33 millions de dollars) et baisse des encaissements au titre des contrats de location-financement (8 millions de dollars) contrebalancés en partie par la variation favorable des soldes du fonds de roulement hors trésorerie (10 millions de dollars) et le produit en trésorerie reçu d'un recouvrement d'assurance lié à l'incendie survenu à la centrale de Summerview (4 millions de dollars)
Activités de financement	19	(205)	224	Émission des titres échangeables (350 millions de dollars), diminution des remboursements sur la dette à long terme (40 millions de dollars), baisse des remboursements sur les facilités de crédit (12 millions de dollars) et baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (16 millions de dollars) en partie contrebalancées par une baisse du produit de l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables (144 millions de dollars), une hausse des frais de financement payés (26 millions de dollars), une augmentation des dividendes sur actions privilégiées versés (10 millions de dollars) et une hausse des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (15 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	1	(2)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	208	123	85	

Six mois clos les 30 juin	2019	2018	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	89	314	(225)	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	340	529	(189)	Baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement (165 millions de dollars) surtout en raison de la réception en 2018 d'une indemnité unique de 157 millions de dollars pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Il y a également eu une variation défavorable du fonds de roulement hors trésorerie (24 millions de dollars).
Activités d'investissement	(230)	(159)	(71)	Investissement dans le gazoduc Pioneer (83 millions de dollars), hausse des acquisitions d'immobilisations corporelles (61 millions de dollars) et baisse des encaissements au titre des contrats de location-financement (17 millions de dollars) contrebalancés en partie par la diminution des liquidités soumises à restrictions liées aux émissions de titres d'emprunt dans le cadre de l'OPRA (35 millions de dollars) et d'une variation favorable des soldes du fonds de roulement hors trésorerie liés aux activités d'investissement (44 millions de dollars) et du produit en trésorerie reçu d'un recouvrement d'assurance lié à l'incendie survenu à la centrale de Summerview (4 millions de dollars)
Activités de financement	10	(562)	572	Diminution des remboursements sur la dette à long terme (671 millions de dollars), émission des titres échangeables (350 millions de dollars) et baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (25 millions de dollars) en partie contrebalancées par la hausse des remboursements nets sur les facilités de crédit (243 millions de dollars), la baisse du produit sur l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables (144 millions de dollars), la baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (48 millions de dollars), la hausse des frais de financement payés (21 millions de dollars) et la hausse des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (14 millions de dollars)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	1	(2)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	208	123	85	

## Autre analyse consolidée

### Entités structurées non consolidées ou arrangements

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

### Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2019, nous avons consenti des

lettres de crédit totalisant 654 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des garanties au comptant de 70 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2018). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

## Impôts

Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 12 % à 8 %. La baisse du taux d'imposition se fera graduellement comme suit : 11 % à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019, 10 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, 9 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, et 8 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022.

## Engagements

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a conclu de nouveaux engagements contractuels portant sur de nouveaux actifs à compter du troisième trimestre de 2019, dont les paiements totalisent 65 millions de dollars. Les paiements annuels se feront comme suit : 9 millions de dollars en 2019; 17 millions de dollars en 2020; et entre 2 et 3 millions de dollars par année entre 2023 et 2038.

De plus, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2019, TransAlta s'est engagée à transporter la quantité contractuelle quotidienne initiale de 139 000 GJ/jour de gaz naturel sur une base ferme sur le gazoduc Pioneer.

## Éventualités

### I. Procédure de règlement des pertes sur les lignes

La Société a été partie à une procédure de règlement des pertes sur les lignes devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes sur les lignes. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. En raison de la complexité de la nouvelle méthode, les calculs finaux effectués par l'AESO ne seront pas disponibles avant un certain temps, et aucun paiement ne sera fait avant 2021. Les demandes de permission d'en appeler de diverses décisions de l'AUC ont été rejetées. Il est possible d'interjeter appel à l'avenir, mais la probabilité d'obtenir gain de cause à cet égard est faible. L'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues étant de 15 millions de dollars, la Société a comptabilisé une provision de 15 millions de dollars au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018.

### II. Litiges avec FMG

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

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés.

### III. Litige avec le Balancing Pool

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

### IV. Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle TransAlta Corporation, tous les membres du conseil d'administration de TransAlta Corporation alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove Partners envisage divers recours, notamment

l'annulation de la transaction avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action est totalement sans fondement et prend des mesures pour se défendre contre les allégations.

## Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2018 et aux notes 9 et 14 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2019 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2018 et à la note 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2018.

Nous pouvons conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standards pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III selon les IFRS. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et les justes valeurs sont donc établies à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données d'entrée établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes des états financiers.

Au 30 juin 2019, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 656 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 695 millions de dollars au 31 décembre 2018). La diminution au cours de la période découle principalement du règlement de contrats et des variations des taux de change, contrebalancés en partie par des variations favorables des prix du marché pour des contrats désignés comme couvertures de flux de trésorerie, pour lesquels les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

## Perspectives financières pour 2019

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

Mesure	Cible
BAIIA aux fins de comparaison	De 875 millions de dollars à 975 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles	De 270 millions de dollars à 330 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action par année, distribution de 14 % à 17 % des flux de trésorerie disponibles

### Fourchette des principales hypothèses

Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	50 \$ à 60 \$
Alberta – visé par contrat	50 \$ à 55 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	20 \$ à 25 \$
Mid-Columbia – visé par contrat (\$ US)	47 \$ à 53 \$

### Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2019

Dépenses d'investissement de maintien	De 140 millions de dollars à 165 millions de dollars (révisé) <sup>1</sup>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	De 10 millions de dollars à 15 millions de dollars
Facteur de capacité de la centrale au charbon de Sundance	30 %
Ressources d'énergie hydroélectrique/éolienne	Moyenne à long terme

<sup>1</sup> Les perspectives de dépenses d'investissement de maintien initiales pour 2019 comprenaient des dépenses additionnelles prévues de 20 millions de dollars à 25 millions de dollars au titre de contrats de location-financement. Au moment de l'adoption de l'IFRS 16, nous avons retiré les paiements liés à des contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et les avons reclassés dans un poste distinct pour calculer les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie sectoriels. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

## Activités d'exploitation

### Disponibilité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales du secteur Charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 87 % à 89 % en 2019. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) devrait être de l'ordre de 90 % à 96 % en 2019. Nous accélérerons la transition de notre production à partir du gaz et des énergies renouvelables et poursuivrons notre stratégie de conversion du charbon au gaz comme il est décrit à la rubrique «Croissance stratégique et transformation de l'entreprise» du présent rapport de gestion.

### Prix du marché et stratégie de couverture

En 2019, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement plus élevés qu'en 2018 en raison de l'amélioration de l'équilibre entre l'offre et la demande pendant toute l'année et de la solidité des prix établis depuis le début de l'exercice. En 2019, les prix de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique devraient être plus élevés qu'en 2018 puisque les prix pour le premier semestre de l'exercice sont plus vigoureux qu'en 2018. Les prix au troisième trimestre de 2019 dépendront de la température. Toutefois, nous ne prévoyons pas que les problèmes d'approvisionnement en gaz naturel qui ont eu une incidence sur les prix de l'électricité dans la région en novembre et en décembre se reproduiront. Les prix de l'électricité en Ontario devraient être comparables à ceux de 2018 compte tenu de la baisse des prix au deuxième trimestre attribuable à une forte production hydroélectrique.

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

### Coûts du combustible

En Alberta, nous nous attendons à ce que les coûts du combustible au comptant par tonne demeurent comparables à ceux de 2018, même si nous prévoyons extraire environ deux ou trois millions de tonnes de moins en 2019. Les coûts totaux du combustible en dollars par MWh devraient demeurer comparables à ceux de 2018, tandis qu'il est prévu que les coûts totaux du combustible diminueront légèrement du fait de la cogénération accrue avec le gaz naturel dans les unités marchandes.

Dans le nord-ouest du Pacifique, notre mine du secteur Charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Charbon aux États-Unis a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. Le coût du combustible livré pour le reste de 2019 devrait diminuer d'environ 6 % par rapport aux coûts de 2018, en raison essentiellement de la baisse des prix du gaz naturel.

À l'exception du gaz utilisé pour la cogénération dans les centrales alimentées au charbon au Canada, la majeure partie de notre autre production à partir du gaz est vendue aux termes de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix.

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

### Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA aux fins de comparaison de notre secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. En 2019, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute se situant entre 80 millions de dollars et 100 millions de dollars pour l'exercice.

### Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en compensant les actifs libellés en monnaies étrangères au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en

concluant des contrats de change. Nous avons aussi des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

### Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette pour 2019 devrait être moins élevée que celle de 2018, surtout en raison de la baisse des taux d'intérêt, même en tenant compte des nouveaux titres échangeables. Cependant, les variations des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourraient avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée. De plus, la charge d'intérêts augmentera par suite de la mise en œuvre de l'IFRS 16. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

### Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à environ 1,3 milliard de dollars sur nos facilités de crédit consenties et à 208 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure du capital et nous prévoyons être bien placés pour rembourser la dette venant à échéance en 2020 et en 2022 au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, du produit tiré des titres échangeables et de nos facilités de crédit existantes.

### Croissance et dépenses liées à la conversion du gaz au charbon

Nos projets de croissance sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance de notre plateforme d'énergies renouvelables. Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		Dépenses résiduelles estimées pour 2019	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour <sup>1</sup>			
Projet de parc éolien Big Level <sup>2</sup>	231	124	107	T4 2019	Projet de parc éolien de 90 MW assorti d'un CAÉ de 15 ans
Projet de parc éolien Antrim <sup>3</sup>	105	85	20	T3 2019	Projet de parc éolien de 29 MW assorti de deux CAÉ de 20 ans
Partenariat pour le gazoduc Pioneer	100	98	2	T4 2019	Participation de 50 % dans le gazoduc de 120 kilomètres visant à alimenter en gaz les unités de production des centrales de Sundance et de Keephills
Projet de parc éolien Windrise	270	18	33	T2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW dans le cadre d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Conversions du charbon au gaz <sup>4</sup>	185	8	24	2020 à 2022	Conversions du charbon au gaz dans le secteur Charbon au Canada
<b>Total</b>	<b>891</b>	<b>333</b>	<b>186</b>		

1) Représentent les montants engagés au 30 juin 2019.

2) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en fonds américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Le montant estimé du total des dépenses s'élève à 178 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 93 millions de dollars américains et l'estimation des autres dépenses pour 2019, à 85 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

3) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en liquidités de ce projet sont en fonds américains et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. L'estimation du total des dépenses s'élève à 81 millions de dollars américains, les dépenses engagées à ce jour, à 64 millions de dollars américains, et l'estimation des autres dépenses pour 2019, à 17 millions de dollars américains. TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

4) Ne comprend pas les possibilités de reprise de la production.

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

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	Engagées à ce jour <sup>1</sup>	Dépenses prévues en 2019
Dépenses d'investissement courantes	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	23	50 – 60
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	53	70 – 80
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	10	20 – 25
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien<sup>2</sup></b>		<b>86</b>	<b>140 – 165</b>
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	3	10 – 15
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>89</b>	<b>150 – 180</b>

1) Au 30 juin 2019

2) Les perspectives de dépenses d'investissement de maintien initiales pour 2019 comprenaient des dépenses additionnelles prévues de 20 millions de dollars à 25 millions de dollars au titre de contrats de location-financement. Au moment de l'adoption de l'IFRS 16, nous avons retiré les paiements liés à des contrats de location-financement des dépenses d'investissement de maintien et les avons reclassés dans un poste distinct pour calculer les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie sectoriels. Voir la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta pour le reste de 2019 comprennent ce qui suit :

- Les dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques.
- Les dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composantes planifiés.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2019 :

	Charbon au Canada	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour <sup>1</sup>
GWh perdus	600 – 625	350 – 375	950 – 1 000	780

1) Au 30 juin 2019

## Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, du produit provenant des titres échangeables et des liquidités existantes. Nous avons accès à environ 1,5 milliard de dollars de liquidités. 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.

# Modifications comptables

## Modifications comptables de l'exercice considéré

### I. IFRS 16, *Contrats de location*

La Société a adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16») le 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'IFRS 16 établit des principes concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des contrats de location, ainsi que les informations à fournir à leur sujet. La norme prescrit un modèle unique de comptabilisation par le preneur exigeant la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives pour tous les contrats auxquels s'applique la norme. Auparavant, la Société déterminait à la date de passation du contrat si celui-ci constituait ou renfermait un contrat de location en vertu de l'IAS 17, *Contrats de location* («IAS 17») ou l'IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, du Comité d'interprétation des IFRS. Par suite de l'adoption de l'IFRS 16, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la Société.

Au moment de la transition, la Société a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 17. Veuillez vous reporter aux états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir des renseignements sur sa méthode comptable précédente.

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de la première application de la norme de 3 millions de dollars dans le déficit au 1<sup>er</sup> janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

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

### Incidence sur les états financiers

#### *Preneur*

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme en enregistrant un actif au titre du droit d'utilisation en fonction de l'obligation locative correspondante évaluée à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas encore été versés, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société (ou le taux d'intérêt implicite du contrat) appliqué aux obligations locatives au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Nous avons comptabilisé des obligations locatives de 83 millions de dollars au 1<sup>er</sup> janvier 2019, y compris un montant de 63 millions de dollars qui était auparavant inclus dans les passifs au titre des contrats de location-financement.

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

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

#### Bailleur

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

Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de la Société pour une analyse plus détaillée de l'adoption de l'IFRS 16 par la Société.

## II. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Au cours du trimestre, la Société a ajusté la durée d'utilité de ses actifs de la centrale de Sheerness afin de s'aligner sur les plans de conversion à deux carburants. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour la période de six mois close le 30 juin 2019 a diminué d'environ 2 millions de dollars, alors que celle pour l'exercice complet devrait diminuer d'environ 11 millions de dollars. Les durées d'utilité peuvent être modifiées ou prolongées conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

## 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 le nord-ouest du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019
Produits des activités ordinaires	593	622	648	497
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1</sup>	250	261	221	215
Fonds provenant des activités d'exploitation	204	217	169	155
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(86)	(122)	(65)	–
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>2</sup>	(0,30)	(0,43)	(0,23)	–

	T3 2017	T4 2017	T1 2018	T2 2018
Produits des activités ordinaires	588	638	588	446
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1</sup>	233	275	393	248
Fonds provenant des activités d'exploitation	196	219	318	188
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(27)	(145)	65	(105)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>2</sup>	(0,09)	(0,50)	0,23	(0,36)

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

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

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

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

- Variation des taux d'imposition aux États-Unis au quatrième trimestre de 2017 et en Alberta, au deuxième trimestre de 2019
- Répercussions de l'imputation pour dépréciation au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2018
- Comptabilisation du paiement de résiliation anticipé de 157 millions de dollars reçu à l'égard des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance au cours du premier trimestre de 2018
- Réduction de valeur des actifs d'impôt différé au premier trimestre de 2019
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs du secteur Charbon au Canada au cours des deuxième et troisième trimestres de 2017
- Répercussions d'une dépréciation de 137 millions de dollars au quatrième trimestre de 2017 sur les instruments financiers intersociétés qui est attribuable uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle

## Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Le CIIF et les CPCI au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 n'ont fait l'objet d'aucun changement important ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre CIIF et nos CPCI.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (cadre de travail de 2013) pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 juin 2019, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

## Comptes de résultat consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires (note 4)	497	446	1 145	1 034
Combustible, coûts du carbone et achats d'électricité	177	179	543	456
<b>Marge brute</b>	<b>320</b>	<b>267</b>	<b>602</b>	<b>578</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	130	123	234	256
Amortissement	143	146	288	276
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 3 H)	—	12	—	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	15	16
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 5)	—	—	—	(157)
Autres résultats d'exploitation nets	(12)	(10)	(22)	(21)
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>51</b>	<b>(12)</b>	<b>87</b>	<b>196</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	1	3	3	5
Charge d'intérêts nette (note 6)	(56)	(59)	(106)	(127)
Perte de change	(8)	(5)	(9)	(7)
Autres profits (pertes)	(12)	—	(12)	—
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>(24)</b>	<b>(73)</b>	<b>(37)</b>	<b>67</b>
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat (note 7)	(50)	(6)	(33)	31
<b>Résultat net</b>	<b>26</b>	<b>(67)</b>	<b>(4)</b>	<b>36</b>
<b>Résultat net attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	10	(95)	(55)	(20)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	16	28	51	56
	26	(67)	(4)	36
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	10	(95)	(55)	(20)
Dividendes sur actions privilégiées (note 16)	10	10	10	20
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>—</b>	<b>(105)</b>	<b>(65)</b>	<b>(40)</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b>	<b>284</b>	<b>288</b>	<b>284</b>	<b>288</b>
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 15)</b>	<b>—</b>	<b>(0,36)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>(0,14)</b>

Voir les notes jointes.

## États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
<b>Résultat net</b>	<b>26</b>	<b>(67)</b>	<b>(4)</b>	<b>36</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts <sup>1</sup>	(17)	15	(36)	18
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>2</sup>	(3)	(1)	—	—
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(20)</b>	<b>14</b>	<b>(36)</b>	<b>18</b>
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(33)	27	(54)	60
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts <sup>3</sup>	12	(12)	20	(24)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>4</sup>	46	22	(5)	28
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>5</sup>	(29)	(31)	(8)	(54)
<b>Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(4)</b>	<b>6</b>	<b>(47)</b>	<b>10</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(24)</b>	<b>20</b>	<b>(83)</b>	<b>28</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>2</b>	<b>(47)</b>	<b>(87)</b>	<b>64</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	22	(75)	(103)	7
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	(20)	28	16	57
	<b>2</b>	<b>(47)</b>	<b>(87)</b>	<b>64</b>

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 1 million de dollars et 8 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 (charge de 5 millions de dollars et de 6 millions de dollars en 2018).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 1 million de dollars et 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 (néant et néant en 2018).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de néant et néant pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 (recouvrement de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars en 2018).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 13 millions de dollars et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 (charge de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars en 2018).

5) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 8 millions de dollars et 2 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019 (charge de 8 millions de dollars et de 15 millions de dollars en 2018).

Voir les notes jointes.

# États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	Au 30 juin 2019	Au 31 déc. 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	208	89
Liquidités soumises à restrictions (note 13)	31	66
Créances clients et autres débiteurs	504	756
Charges payées d'avance	39	13
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	165	146
Stocks	268	242
	<b>1 215</b>	<b>1 312</b>
Partie non courante des obligations locatives liées au contrat de location-financement à recevoir	183	191
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	624	662
Immobilisations corporelles (note 11)		
Coût	13 184	13 202
Amortissement cumulé	(7 146)	(7 038)
	<b>6 038</b>	<b>6 164</b>
Actif au titre du droit d'utilisation (note 12)	79	—
Immobilisations incorporelles	361	373
Goodwill	464	464
Actifs d'impôt différé	18	28
Autres actifs (note 3)	217	234
	<b>9 199</b>	<b>9 428</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 199</b>	<b>9 428</b>
Dettes fournisseurs et charges à payer	364	496
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	60	70
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	103	90
Partie courante des passifs sur contrat	10	8
Impôts sur le résultat à payer	9	10
Dividendes à verser (notes 15 et 16)	47	58
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 13)	105	148
	<b>698</b>	<b>880</b>
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 13)	2 942	3 119
Titres échangeables (note 14)	324	—
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	404	386
Passifs d'impôt différé	433	501
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	33	41
Passifs sur contrat	95	80
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	316	287
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 15)	3 034	3 059
Actions privilégiées (note 16)	942	942
Surplus d'apport	12	11
Déficit	(1 562)	(1 496)
Cumul des autres éléments du résultat global	433	481
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>	<b>2 859</b>	<b>2 997</b>
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	1 095	1 137
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>3 954</b>	<b>4 134</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 199</b>	<b>9 428</b>

Engagements et éventualités (note 17)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 3)

Voir les notes jointes.

# États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>								
	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>Six mois clos le 30 juin 2019</i>								
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134
Incidence des modifications apportées à la méthode comptable (note 2)	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	(55)	—	(55)	51	(4)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(34)	(34)	—	(34)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(13)	(13)	—	(13)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(36)	(36)	—	(36)
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	35	35	(35)	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(55)</b>	<b>(48)</b>	<b>(103)</b>	<b>16</b>	<b>(87)</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(11)	—	(11)	—	(11)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(26)	—	—	5	—	(21)	—	(21)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 8)	—	—	—	2	—	2	12	14
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 15)	1	—	1	—	—	2	—	2
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(70)	(70)
<b>Solde au 30 juin 2019</b>	<b>3 034</b>	<b>942</b>	<b>12</b>	<b>(1 562)</b>	<b>433</b>	<b>2 859</b>	<b>1 095</b>	<b>3 954</b>
<i>Six mois clos le 30 juin 2018</i>								
Solde au 31 décembre 2017	3 094	942	10	(1 209)	489	3 326	1 059	4 385
Incidence des modifications apportées à la méthode comptable	—	—	—	(14)	—	(14)	1	(13)
Solde ajusté au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	3 094	942	10	(1 223)	489	3 312	1 060	4 372
Résultat net	—	—	—	(20)	—	(20)	56	36
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	36	36	—	36
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(26)	(26)	—	(26)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	18	18	—	18
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(20)</b>	<b>27</b>	<b>7</b>	<b>57</b>	<b>64</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(23)	—	(23)	—	(23)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(6)	—	—	2	—	(4)	—	(4)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (notes 3 et 8)	—	—	—	19	4	23	122	145
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(83)	(83)
<b>Solde au 30 juin 2018</b>	<b>3 088</b>	<b>942</b>	<b>11</b>	<b>(1 265)</b>	<b>520</b>	<b>3 296</b>	<b>1 156</b>	<b>4 452</b>

Voir les notes jointes.

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	26	(67)	(4)	36
Amortissement (note 18)	173	182	347	343
Perte à la vente d'actifs (note 11)	17	—	17	—
Désactualisation des provisions (note 6)	6	6	12	12
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(6)	(15)	(13)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 7)	(57)	(16)	(47)	12
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(18)	21	(16)	—
Pertes latentes de change	6	7	5	17
Provisions	2	—	4	5
Imputations pour dépréciation d'actifs (note 3)	—	12	—	12
Autres éléments sans effet de trésorerie	1	34	7	51
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement</b>	<b>148</b>	<b>173</b>	<b>310</b>	<b>475</b>
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	110	(69)	30	54
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>258</b>	<b>104</b>	<b>340</b>	<b>529</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 11)	(110)	(60)	(144)	(83)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(3)	(5)	(6)	(10)
Liquidités soumises à restrictions (note 13)	—	—	35	—
Acquisitions de projets de mise en valeur d'énergies renouvelables (note 3)	—	—	(32)	(30)
Investissement dans le gazoduc Pioneer (note 3)	(33)	—	(83)	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	—	2	1
Profits réalisés sur instruments financiers	—	—	3	—
Diminution des obligations locatives liées à des contrats de location-financement à recevoir	6	14	12	29
Augmentation du prêt à recevoir	(4)	—	(4)	—
Divers	11	—	10	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(45)	(55)	(23)	(67)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(177)</b>	<b>(106)</b>	<b>(230)</b>	<b>(159)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation nette (remboursement) des emprunts sur les facilités de crédit (note 13)	(210)	(222)	(139)	104
Remboursement de la dette à long terme (note 13)	(25)	(65)	(54)	(725)
Émission de titres échangeables (note 14)	350	—	350	—
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 15)	(12)	(11)	(23)	(23)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 16)	(10)	—	(10)	(10)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	—	144	—	144
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(18)	(3)	(18)	(4)
Profits réalisés (pertes réalisées) sur instruments financiers	—	(2)	—	48
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(24)	(40)	(56)	(81)
Diminution des obligations locatives (note 13)	(6)	(4)	(11)	(8)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	2	—	(1)	—
Frais de financement	(28)	(2)	(28)	(7)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>19</b>	<b>(205)</b>	<b>10</b>	<b>(562)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>100</b>	<b>(207)</b>	<b>120</b>	<b>(192)</b>
<b>Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères</b>	<b>(1)</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>1</b>
<b>Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>99</b>	<b>(206)</b>	<b>119</b>	<b>(191)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>109</b>	<b>329</b>	<b>89</b>	<b>314</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>208</b>	<b>123</b>	<b>208</b>	<b>123</b>
Impôts sur le résultat au comptant payés	7	63	15	75
Intérêts au comptant payés	53	67	85	104

Voir les notes jointes.

# Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

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

## 1. Méthodes comptables

### A. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la Norme comptable internationale («IAS») 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société»), exception faite de ce qui est décrit à la note 2 A). Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ne comprennent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels de la Société. Par conséquent, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la Société disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains instruments financiers qui sont présentés à la juste valeur.

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit, des finances et des risques au nom du conseil d'administration le 8 août 2019.

### B. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 fait appel au jugement de la direction et exige de celle-ci qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et la présentation d'information à l'égard des actifs éventuels et des passifs éventuels. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Se reporter à la note 2 Z) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société.

## 2. Principales méthodes comptables

### A. Modifications comptables de l'exercice considéré

#### I. IFRS 16, *Contrats de location*

La Société a adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16») le 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'IFRS 16 établit les principes concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des contrats de location, ainsi que les informations à fournir à leur sujet. La norme prescrit un modèle unique de comptabilisation par le preneur exigeant la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives pour tous les contrats auxquels s'applique la norme. Auparavant, la Société déterminait à la date de passation du contrat si celui-ci constituait ou renfermait un contrat de location en vertu de l'IAS 17, *Contrats de location* («IAS 17») ou de l'IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, du Comité d'interprétation des IFRS. Par suite de l'adoption de l'IFRS 16, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée ci-après.

Au moment de la transition, la Société a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 17. Veuillez vous reporter aux états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir des renseignements sur sa méthode comptable précédente.

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de la première application de la norme de 3 millions de dollars dans le déficit au 1<sup>er</sup> janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

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

#### **Incidence sur les états financiers**

##### *Preneur*

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de l'application initiale de la norme en enregistrant un actif au titre du droit d'utilisation en fonction de l'obligation locative correspondante évaluée à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas encore été versés, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société (ou le taux d'intérêt implicite du contrat), appliquée aux obligations locatives au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Au 1<sup>er</sup> janvier 2019, le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux obligations locatives s'établissait à 5,71 %.

Le tableau qui suit présente le rapprochement des engagements de la Société découlant des contrats de location simple au 31 décembre 2018, tels que déjà présentés dans les états financiers consolidés annuels de la Société, et des obligations locatives comptabilisées à l'application initiale de l'IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 et comprises dans le poste «Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives» à l'état de la situation financière.

Contrats de location simple non résiliables divulgués au 31 décembre 2018	80
Déduire : exemption applicable aux contrats de location de faible valeur	(1)
Ajouter : options de prolongation et de résiliation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer	4
	83
Calculé à l'aide du taux d'emprunt marginal au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	(31)
<b>Nouvelles obligations locatives comptabilisées au 1<sup>er</sup> janvier 2019</b>	<b>52</b>
Ajouter : obligations locatives liées aux contrats de location-financement de 2018	63
Déduire : obligations locatives liées aux contrats de location-financement de 2018 qui ne correspondent pas à la définition de l'IFRS 16 pour un contrat de location	(32)
<b>Obligations locatives au 1<sup>er</sup> janvier 2019</b>	<b>83</b>

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

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

Se reporter à l'analyse ci-dessous et à la note 12 pour une ventilation des contrats de location de la Société.

#### *Bailleur*

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

#### **Incidence de la nouvelle définition d'un contrat de location**

Le changement de définition applicable à un contrat de location a trait principalement au concept de contrôle. Selon l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

La Société a appliqué la définition d'un contrat de location ainsi que les lignes directrices connexes indiquées dans l'IFRS 16 à tous les contrats de location existant au 31 décembre 2018. En préparation à l'application initiale de l'IFRS 16, tous les contrats importants ont été passés en revue afin de déterminer si chacun d'eux répond à la nouvelle définition d'un contrat de location.

### **Incidence sur la comptabilisation par le preneur**

Pour tous les contrats répondant à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 dans lesquels TransAlta intervient en tant que preneur et qui ne répondent pas aux critères d'exemption applicables aux contrats de location à court terme et aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société :

- comptabilise les actifs au titre du droit d'utilisation et les obligations locatives dans l'état de la situation financière consolidé, initialement évalués à la valeur actualisée des paiements de loyer restants, déterminée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite dans le contrat;
- comptabilise l'amortissement des actifs au titre du droit d'utilisation et la charge d'intérêts sur les obligations locatives dans le compte de résultat consolidé;
- comptabilise les remboursements de principal sur les obligations locatives au titre des activités de financement et les paiements d'intérêts sur les obligations locatives au titre des activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

Pour les contrats de location à court terme ou les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société comptabilise les paiements de loyer en tant que charge d'exploitation. Les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et de l'actif au titre du droit d'utilisation, et sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle se produit l'événement ou la situation qui est à l'origine de ces paiements.

Pour les nouveaux contrats de location conclus après le 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au montant de l'obligation locative, puis ajusté des paiements versés à la date de début ou avant cette date, majoré des coûts directs initiaux engagés et d'une estimation des coûts qui devront être engagés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise du bien sous-jacent dans son état ou pour la restauration du lieu, déduction faite des avantages incitatifs à la location.

Pour les nouveaux contrats conclus après le 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas été versés à la date de début et est actualisée au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite dans le contrat. L'obligation locative est réévaluée en cas de changement dans les paiements de loyers à recevoir en raison d'une variation d'un indice ou d'un taux, ou en cas de changement dans l'estimation ou l'appréciation de la Société visant l'exercice d'une option de prolongation, de résiliation ou d'achat. Un ajustement correspondant est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

La durée du contrat de location comprend les intervalles de temps visés par toute option de prolongation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer et par toute option de résiliation du contrat de location qu'elle a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

Les actifs au titre des droits d'utilisation sont amortis sur la plus courte de la durée du contrat de location et de la durée d'utilité du bien sous-jacent. Si le contrat de location a pour effet de transférer la propriété du bien sous-jacent ou si le coût de l'actif au titre des droits d'utilisation prend en compte l'exercice futur d'une option d'achat par la Société, l'actif au titre du droit d'utilisation relatif est amorti sur la durée d'utilité du bien sous-jacent.

### **Incidence sur la comptabilité des bailleurs**

L'IFRS 16 ne modifie pas de façon importante la comptabilité des bailleurs. Aux termes de l'IFRS 16, le bailleur continue de classer ses contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de contrats de location simple et de comptabiliser ces deux types de contrats différemment.

Les contrats de location dont le bailleur est la Société sont classés soit en tant que contrats de location-financement, soit en tant que contrats de location simple. Si les modalités du contrat de location transfèrent au preneur la quasi-totalité des

risques et des avantages inhérents à la propriété, le contrat de location est classé en tant que contrat de location-financement. Tous les autres contrats de location sont classés en tant que contrats de location simple.

Quand la Société sous-loue la totalité ou une partie d'un actif qu'elle loue et à l'égard duquel elle demeure le débiteur principal en vertu du contrat de location, elle comptabilise séparément le contrat de location principal et le contrat de sous-location. Le contrat de sous-location est classé comme un contrat de location-financement par rapport à l'actif au titre du droit d'utilisation issu du contrat de location principal.

## **II. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité**

Au cours du trimestre, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale de Sheerness afin de s'aligner sur les plans de conversion à deux carburants. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour la période de six mois close le 30 juin 2019 a diminué d'environ 2 millions de dollars alors que celle pour l'exercice complet devrait diminuer d'environ 11 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

## **B. Chiffres comparatifs**

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

# **3. Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture**

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

Le 2 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») une entente portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Par suite de cet échange, TransAlta détiendra à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills, et Capital Power détiendra à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les prix d'achat de chacune des participations hors exploitation se compenseront en grande partie, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement net d'environ 10 millions de dollars à TransAlta, sous réserve des ajustements liés au fonds de roulement et d'autres modalités. La transaction est assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception de toutes les approbations gouvernementales et réglementaires nécessaires. Nous prévoyons comptabiliser une perte nette avant impôts se situant entre 155 millions de dollars et 205 millions de dollars, découlant principalement de la réduction de valeur à la juste valeur de la participation que TransAlta détient actuellement dans l'unité 3 de la centrale de Keephills.

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

L'unité 3 de Genesee est une centrale alimentée au charbon d'une capacité de 466 MW, située à environ 50 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton, et adjacente à la centrale de Genesee détenue par Capital Power. TransAlta et Capital Power sont aussi propriétaires à parts égales de l'unité 3 de Genesee dont Capital Power assume l'exploitation.

## **B. Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités**

Le 27 mai 2019, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions

ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2019 et se termine le 28 mai 2020 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

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

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2019, la Société a racheté et annulé 2 398 200 actions ordinaires à un prix moyen de 8,57 \$ l'action, pour un coût total de 21 millions de dollars. Se reporter à la note 15 pour de plus amples renseignements.

### C. Investissement stratégique de Brookfield

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur, dont la valeur sera établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques.

Le 1<sup>er</sup> mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1<sup>er</sup> mai 2039. La seconde tranche de 400 millions de dollars sera investie en octobre 2020 en échange d'une nouvelle série d'actions privilégiées de premier rang rachetables, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions préalables. Cet investissement procure la souplesse financière qui permettra à TransAlta de poursuivre sa transition afin que, d'ici 2025, la totalité de sa production provienne d'énergie propre, reconnaît la valeur anticipée future des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta, et accélère la réalisation du plan de la Société de distribuer des capitaux à ses actionnaires. En outre, sous réserve des exceptions indiquées dans la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % à la clôture de la période prescrite d'achat d'actions, Brookfield n'étant cependant pas tenue d'acheter des actions ordinaires à un prix supérieur à 10 \$ l'action.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions au cours des trois prochaines années.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a été versée à la réception du premier déboursement. Les frais de structuration ont été comptabilisés comme coût de transaction prépayé. Ces coûts de transaction représentant 3 % de l'investissement total de 750 millions de dollars ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures subordonnées non garanties.

#### D. Centrale éolienne Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente portant sur l'acquisition d'une participation de 49 % dans la centrale éolienne Skookumchuck, centrale en cours de construction de 136,8 MW située dans les comtés de Lewis et Thurston, à proximité de Centralia, dans l'État de Washington. Le projet dispose d'un CAÉ de 20 ans avec une contrepartie de première qualité. TransAlta prendra sa décision d'investissement lorsque la centrale entrera en exploitation, ce qui est prévu pour décembre 2019. La contrepartie totale de l'investissement représentera 49 % du total des coûts de construction, moins les apports de capital des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux.

#### E. Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquiescer une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Au cours du deuxième trimestre de 2019, le gazoduc Pioneer a commencé à transporter du gaz, quatre mois plus tôt que prévu, aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le débit du gazoduc Pioneer est actuellement de 50 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour («Mpi<sup>3</sup>/j») durant cette période de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux sont susceptibles de varier en fonction des conditions du marché. Le gaz naturel commencera à circuler dans le gazoduc Pioneer à un débit d'environ 130 Mpi<sup>3</sup>/j le 1<sup>er</sup> novembre 2019. Tidewater et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui est soutenu par une entente d'achat ferme de 15 ans de TransAlta aux droits du marché. L'investissement pour TransAlta, y compris l'infrastructure associée, s'élèvera à environ 100 millions de dollars.

Durant la période de six mois close le 30 juin 2019, TransAlta a investi 83 millions de dollars dans le gazoduc Pioneer pour un investissement cumulatif de 98 millions de dollars. Le gazoduc Pioneer est détenu par une entité distincte constituée comme une entreprise commune avec Tidewater, étant donné que TransAlta est actuellement le seul client et que les deux parties fournissent les seuls flux de trésorerie servant à financer les activités d'exploitation. S'il y a des changements dans ces faits et ces circonstances, la classification du partenariat est susceptible de changer. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune.

#### F. Mise à l'arrêt d'unités de la centrale de Sundance

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'Alberta Electric System Operator («AESO») avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, dont la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2020, est désormais prolongée jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2021.

Ces prolongations ont été demandées par TransAlta en se fondant sur son évaluation des prix du marché et des conditions du marché. TransAlta a la possibilité de remettre l'une ou l'autre de ces unités en service en donnant un préavis de trois mois à l'AESO.

#### G. Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Ces projets comprennent : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un contrat d'achat d'électricité (CAÉ) de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 20 février 2018.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans des projets de parc éolien aux États-Unis auprès d'une filiale de TransAlta («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts des projets de parc éolien aux États-Unis. Les actions privilégiées reflet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power. TransAlta Renewables financera les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parc éolien aux États-Unis, estimés à environ 259 millions de dollars américains, au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux. TransAlta Renewables financera ces coûts en acquérant des actions privilégiées supplémentaires émises par TA Power ou en souscrivant des billets portant intérêt émis par l'entité responsable du projet. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis.

Au cours du premier semestre de 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction de 64 millions de dollars (49 millions de dollars américains).

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la Société a acquis le projet de parc éolien pour une contrepartie en trésorerie totalisant 24 millions de dollars et le règlement du solde de l'encours du prêt à recevoir de 41 millions de dollars. En conséquence, la Société a comptabilisé 50 millions de dollars au titre d'actifs en construction dans les immobilisations corporelles et 15 millions de dollars dans les immobilisations incorporelles. La Société a également payé la dernière retenue de garantie de 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) pour le projet de parc éolien Big Level, exigible à la clôture de l'acquisition d'Antrim. À la conclusion de l'acquisition d'Antrim, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 70 millions de dollars (52 millions de dollars américains) en souscrivant un billet à ordre portant intérêt émis par l'entité mettant en œuvre le projet.

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

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

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

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

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles.

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

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

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

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables. Se reporter à la note 8 pour plus de détails sur la participation de TransAlta dans TransAlta Renewables.

## J. Rachat anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de la totalité de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018, pour environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Une prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette.

## K. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des CAÉ liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018.

Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018. Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société conteste l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool a exclu certains actifs miniers qui, de l'avis de la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette pour une indemnité de résiliation additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage des CAÉ.

## 4. Produits

### Ventilation des produits

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et de caractéristiques écologiques, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Trois mois clos le 30 juin 2019	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	89	2	50	22	57	42	–	–	262
<b>Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location</b>	16	–	–	17	–	–	–	–	33
<b>Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés<sup>1</sup></b>	(19)	73	(3)	–	11	–	26	2	90
<b>Incitatifs gouvernementaux</b>	–	–	–	–	2	–	–	–	2
<b>Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources<sup>2</sup></b>	89	11	–	1	2	7	–	–	110
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>175</b>	<b>86</b>	<b>47</b>	<b>40</b>	<b>72</b>	<b>49</b>	<b>26</b>	<b>2</b>	<b>497</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
<b>Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires</b>									
<b>À un moment précis</b>	15	2	–	–	9	–	–	–	26
<b>Au fil du temps</b>	74	–	50	22	48	42	–	–	236
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>89</b>	<b>2</b>	<b>50</b>	<b>22</b>	<b>57</b>	<b>42</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>262</b>

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Trois mois clos le 30 juin 2018	Charbon - Canada	Charbon - É.-U.	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	97	2	52	22	45	52	—	—	270
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	17	—	—	18	5	2	—	—	42
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés <sup>1</sup>	(16)	48	(1)	—	(16)	—	13	—	28
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	5	—	—	—	5
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources <sup>2</sup>	81	1	—	1	12	9	—	(3)	101
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>179</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>41</b>	<b>51</b>	<b>63</b>	<b>13</b>	<b>(3)</b>	<b>446</b>

**Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients**

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	11	2	—	—	2	—	—	—	15
Au fil du temps	86	—	52	22	43	52	—	—	255
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>97</b>	<b>2</b>	<b>52</b>	<b>22</b>	<b>45</b>	<b>52</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>270</b>

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Six mois clos le 30 juin 2019	Charbon - Canada	Charbon - É.-U.	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	196	4	109	44	132	77	—	—	562
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	32	—	—	34	—	—	—	—	66
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés <sup>1</sup>	(52)	35	2	—	13	—	72	2	72
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	4	—	—	—	4
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources <sup>2</sup>	224	193	1	3	12	9	—	(1)	441
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>400</b>	<b>232</b>	<b>112</b>	<b>81</b>	<b>161</b>	<b>86</b>	<b>72</b>	<b>1</b>	<b>1 145</b>
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	23	4	—	—	15	—	—	—	42
Au fil du temps	173	—	109	44	117	77	—	—	520
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>196</b>	<b>4</b>	<b>109</b>	<b>44</b>	<b>132</b>	<b>77</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>562</b>

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Six mois clos le 30 juin 2018	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	301	4	108	45	110	76	–	–	644
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location	34	–	–	35	13	3	–	–	85
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés <sup>1</sup>	(5)	112	5	–	(19)	–	30	–	123
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	10	–	–	–	10
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources <sup>2</sup>	118	22	–	2	23	11	–	(4)	172
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>448</b>	<b>138</b>	<b>113</b>	<b>82</b>	<b>137</b>	<b>90</b>	<b>30</b>	<b>(4)</b>	<b>1 034</b>
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	21	4	–	–	6	–	–	–	31
Au fil du temps	280	–	108	45	104	76	–	–	613
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>301</b>	<b>4</b>	<b>108</b>	<b>45</b>	<b>110</b>	<b>76</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>644</b>

1) Le secteur Charbon aux États-Unis comprend la résiliation d'un contrat avec un client qui est comptabilisée comme instrument dérivé.

2) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

## 5. Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018 et a reçu une indemnité de résiliation de 157 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2018. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements.

## 6. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Intérêt sur la dette	42	45	83	98
Intérêt sur les titres échangeables (note 14)	5	—	5	—
Produit d'intérêts	(3)	(3)	(5)	(6)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	—	(2)	—
Perte sur le rachat anticipé de billets de premier rang en dollars américains (note 13)	—	—	—	5
Intérêts sur les obligations locatives	1	1	2	2
Frais liés à la facilité de crédit et frais bancaires	4	3	7	6
Autres intérêts et frais <sup>1</sup>	2	7	4	10
Désactualisation des provisions	6	6	12	12
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>56</b>	<b>59</b>	<b>106</b>	<b>127</b>

1) Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable.

## 7. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Charge d'impôt exigible	7	10	14	19
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(10)	(26)	(19)	(2)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales <sup>1</sup>	(40)	—	(40)	—
Charge d'impôt différé découlant de la réduction (reprise) de valeur des actifs d'impôt différé <sup>2</sup>	(7)	10	12	14
<b>Charge d'impôts sur le résultat</b>	<b>(50)</b>	<b>(6)</b>	<b>(33)</b>	<b>31</b>

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Charge d'impôt exigible	7	10	14	19
Charge d'impôt différé	(57)	(16)	(47)	12
<b>Charge d'impôts sur le résultat</b>	<b>(50)</b>	<b>(6)</b>	<b>(33)</b>	<b>31</b>

1) Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars lié à la diminution de 12 % à 8 % du taux d'imposition des sociétés de l'Alberta quasi adoptée. Le taux d'imposition sera réduit graduellement, comme suit : taux de 11 % entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2019; taux de 10 % entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020; taux de 9 % entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021; et taux de 8 % entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2022. Un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars a été comptabilisé dans les comptes de résultat et une charge d'impôt différé de 4 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat global.

2) Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, la Société a respectivement repris une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé antérieure de 7 millions de dollars et comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 12 millions de dollars (réduction de 10 millions de dollars et 14 millions de dollars au 30 juin 2018). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société a sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'est plus considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2019, le taux d'imposition des sociétés de l'Alberta a été réduit à 11 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2019.

## 8. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales de la Société ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle sont TransAlta Renewables et TransAlta Cogeneration L.P. Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans Kent Hills Wind LP, qui détient le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW situé au Nouveau-Brunswick.

Le tableau suivant présente le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables :

Période	Pourcentage
Du 1 <sup>er</sup> août 2017 au 21 juin 2018	64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018 <sup>1</sup>	61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018 <sup>2</sup>	61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018 <sup>2</sup>	60,9
Du 1 <sup>er</sup> janvier 2019 au 31 mars 2019 <sup>2</sup>	60,8
Du 1 <sup>er</sup> avril 2019 au 30 juin 2019 <sup>2</sup>	60,6

1) Réduction attribuable à l'émission d'actions ordinaires de TransAlta Renewables au cours du deuxième trimestre de 2018. La Société n'a pas participé à cette émission d'actions ordinaires. Se reporter à la note 3 pour de plus amples renseignements.

2) En raison du régime de réinvestissement des dividendes de TransAlta Renewables qui permet aux investisseurs de réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires, le pourcentage de la participation change chaque mois. La Société ne participe pas au régime de réinvestissement des dividendes.

Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont présentés dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
<b>Résultat net</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	3	9	6
TransAlta Renewables	11	25	42	50
	<b>16</b>	<b>28</b>	<b>51</b>	<b>56</b>
<b>Total du résultat global</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	3	9	6
TransAlta Renewables	(25)	25	7	51
	<b>(20)</b>	<b>28</b>	<b>16</b>	<b>57</b>
<b>Distributions en espèces versées aux détenteurs de</b>				
TransAlta Cogeneration L.P.	6	19	21	39
TransAlta Renewables	18	21	35	42
	<b>24</b>	<b>40</b>	<b>56</b>	<b>81</b>
<b>Aux</b>			<b>30 juin 2019</b>	<b>31 déc. 2018</b>
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.			163	176
TransAlta Renewables			932	961
			<b>1 095</b>	<b>1 137</b>
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,4	39,1

## 9. Instruments financiers

### A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement à la juste valeur ou au coût amorti.

### B. Juste valeur des instruments financiers

#### I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisée par la Société sont définis ci-dessous. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

##### a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

##### b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données d'entrée qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement.

Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II de la Société comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données d'entrée sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

##### c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas observables.

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques («bootstrap»), à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques

comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

Aux	30 juin 2019		31 décembre 2018	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	718	+105 -192	801	+116 -116
Achats d'électricité conditionnels – unités	-	+2 -2	18	+4 -4
Produits structurés – est des États-Unis	15	+2 -2	6	+5 -5
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(26)	+20 -20	(39)	+21 -21
Autres	6	+6 -5	9	+3 -3

### *i. Vente d'électricité à long terme – États-Unis*

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Pour les périodes au-delà de deux ans, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2019 se situe entre 24 \$ US et 32 \$ US (20 \$ US et 35 \$ US au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une baisse ou une hausse respectivement de 6 \$ US à 11 \$ US (6 \$ US au 31 décembre 2018) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

### *ii. Achats d'électricité conditionnels – unités*

En vertu de CAÉ conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu par MWh produit multiplié par la quote-part de la production réelle de l'unité si celle-ci est en service (aucun montant n'est payé s'il y a une interruption de service). Les contrats sont comptabilisés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés prévus et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter un escompte ou une prime par rapport au prix moyen de l'électricité établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2019 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2018) et de 2,2 % à 2,8 % (2,2 % à 16,9 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 1,1 % à 1,9 % (1,1 % à 1,9 % au 31 décembre 2018) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,6 % à 10,7 % (8,6 % à 27,3 % au 31 décembre 2018), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

### *iii. Produits structurés – est des États-Unis*

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe et des contrats sur consommation spécifique de chaleur dans l'est des États-Unis. Aux termes des contrats d'électricité à prix fixe, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. La Société a également acheté et vendu des contrats sur la consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur la consommation spécifique de chaleur, l'acheteur a le droit d'acheter de l'électricité au moment où la consommation spécifique de chaleur sur le marché est plus élevée que celle visée par contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2019 sont de respectivement 92 % à 104 % et 64 % à 107 % (75 % à 109 % et 63 % à 104 % au

31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 3 % à 7 % (4 % à 7 % au 31 décembre 2018) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 2 % à 9 % (4 % à 9 % au 31 décembre 2018), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2019 sont de respectivement 29 % à 35 % et 70 % (25 % à 84 % et 70 % au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible de la fourchette des volatilités implicites et des corrélations respectivement d'environ 30 % à 32 % et 30 % (37 % à 49 % et 30 % au 31 décembre 2018).

#### *iv. Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis*

En ce qui a trait à l'acquisition de Big Level (se reporter à la note 3), la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. Le début des activités commerciales de la centrale devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2019, le contrat entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2019 et se prolongeant sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable après 2024 et 2022, respectivement. Le prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable par MWh utilisés pour déterminer la juste valeur de base du niveau III au 30 juin 2019 sont respectivement de 41 \$ US à 64 \$ US et 7 \$ US (42 \$ US à 68 \$ US et 7 \$ US à 8 \$ US au 31 décembre 2018). L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une variation des volumes de production approximative prévus de 10 %, une variation des prix de l'énergie de 6 \$ US et une variation des prix de crédits d'énergie renouvelable de 1 \$ US constituent des variations raisonnablement possibles.

## **II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base**

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 30 juin 2019 : niveau I – passif net de 1 million de dollars (actif net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2018), niveau II – passif net de 12 millions de dollars (passif net de 19 millions de dollars au 31 décembre 2018), niveau III – actif net de 656 millions de dollars (actif net de 695 millions de dollars au 31 décembre 2018).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de six mois close le 30 juin 2019 découlent essentiellement de règlements de contrats et de variations défavorables des taux de change, en partie contrebalancés par des prix du marché favorables durant la période.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2019 et 2018 :

	Six mois clos le 30 juin 2019			Six mois clos le 30 juin 2018		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	689	6	695	719	52	771
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	17	—	17	6	(7)	(1)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	10	10	—	(9)	(9)
Contrats réglés	(27)	(7)	(34)	(40)	(28)	(68)
Variation des taux de change	(31)	(1)	(32)	40	1	41
Transferts vers le (hors du) niveau III	—	—	—	—	(4)	(4)
<b>Actifs nets de gestion du risque à la fin de l'exercice</b>	<b>648</b>	<b>8</b>	<b>656</b>	<b>725</b>	<b>5</b>	<b>730</b>
<b>Informations supplémentaires sur le niveau III :</b>						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(14)	—	(14)	46	—	46
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	(27)	9	(18)	40	(15)	25
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	—	2	2	—	(43)	(43)

### III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 10 millions de dollars au 30 juin 2019 (passif net de 2 millions de dollars au 31 décembre 2018), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période de six mois close le 30 juin 2019 sont principalement attribuables aux fluctuations du marché et à des règlements de contrats.

### IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur sont présentées comme suit :

	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 juin 2019	—	348	—	348	324
Dette à long terme au 30 juin 2019	—	3 050	—	3 050	2 972
Dette à long terme au 31 déc. 2018	—	3 181	—	3 181	3 204

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débetures, des billets de premier rang et des titres échangeables de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir, des obligations locatives liées aux contrats de location-financement à recevoir et des obligations locatives de la Société se rapproche de leur valeur comptable.

### C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018
Profit net non amorti au début de la période	49	105
Nouveaux profits (pertes) initiaux	—	(14)
Variation des taux de change	—	4
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(32)	(34)
<b>Profit net non amorti à la fin de la période</b>	<b>17</b>	<b>61</b>

## 10. Activités de gestion du risque

### A. Stratégie de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque.

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil d'administration, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

## B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs et passifs nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 30 juin 2019

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	59	1	60
Non courants	583	-	583
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>642</b>	<b>1</b>	<b>643</b>
<b>Divers</b>			
Courants	1	1	2
Non courants	1	7	8
<b>Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>10</b>
<b>Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>644</b>	<b>9</b>	<b>653</b>

Au 31 décembre 2018

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	59	-	59
Non courants	628	(8)	620
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>687</b>	<b>(8)</b>	<b>679</b>
<b>Divers</b>			
Courants	-	(3)	(3)
Non courants	-	1	1
<b>Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(2)</b>
<b>Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>687</b>	<b>(10)</b>	<b>677</b>

Le 31 mai 2019, la Société a annulé la désignation d'un montant de 30 millions de dollars de dette libellée en dollars américains, ce qui laisse un montant total de 370 millions de dollars américains désigné comme couverture de l'investissement net dans des établissements à l'étranger de TransAlta.

## C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysés plus en détail à la note 15 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société.

### I. Risque de marché

#### a. Risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier

selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

*i. Risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre*

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 juin 2019 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2018).

*ii. Risque lié au prix des produits de base – production*

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont différées dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'au règlement, moment auquel le profit net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert influe sur le résultat net.

Au 30 juin 2019, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 18 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2018). En ce qui

concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2019, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 11 millions de dollars (13 millions de dollars au 31 décembre 2018).

#### *b. Risque de change*

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien («AUD»), par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers. Se reporter à la note 15 C) I) c) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour une analyse plus détaillée.

## **II. Risque de crédit**

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 juin 2019 :

	<b>Notation de première qualité</b> <i>(en pourcentage)</i>	<b>Notation de qualité inférieure</b> <i>(en pourcentage)</i>	<b>Total</b> <i>(en pourcentage)</i>	<b>Montant total</b>
Créances clients et autres débiteurs <sup>1</sup>	91	9	100	504
Obligations locatives liées aux contrats de location-financement à recevoir	100	—	100	183
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	98	2	100	789
Prêts et effets à recevoir <sup>2</sup>	—	100	100	37
<b>Total</b>				<b>1 513</b>

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont généralement les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à certains de ces montants.

2) Le prêt à recevoir de 37 millions de dollars consenti par le partenaire de la Société dans le projet de parc éolien de Kent Hills. La contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 10 millions de dollars au 30 juin 2019 (13 millions de dollars au 31 décembre 2018).

### III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 30 juin 2019, deux agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta et deux agences de notation, une note de qualité inférieure. Entre 2019 et 2021, des titres d'emprunt totalisant environ 619 millions de dollars viendront à échéance. TransAlta recevra le produit tiré de l'émission à Brookfield de la deuxième tranche de titres échangeables de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020. Se reporter à la note 14 pour de plus amples renseignements.

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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	364	—	—	—	—	—	364
Dette à long terme <sup>1</sup>	44	486	89	618	341	1 422	3 000
Titres échangeables <sup>2</sup>	—	—	—	—	—	350	350
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(24)	(80)	(105)	(125)	(119)	(190)	(643)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(1)	(4)	—	(5)	—	—	(10)
Obligations locatives	10	17	12	7	3	26	75
Intérêt sur la dette à long terme et obligations locatives <sup>3</sup>	90	147	124	117	87	702	1 267
Intérêt sur les titres échangeables <sup>2,3</sup>	12	25	25	25	25	25	137
Dividendes à verser	47	—	—	—	—	—	47
<b>Total</b>	<b>542</b>	<b>591</b>	<b>145</b>	<b>637</b>	<b>337</b>	<b>2 335</b>	<b>4 587</b>

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

2) Suppose que les débetures seront échangées le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Se reporter à la note 14 pour de plus amples renseignements.

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

### D. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies selon les modalités négociées avec les contreparties, ce qui peut inclure la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société comme l'établissent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 30 juin 2019, la Société avait fourni une garantie de 105 millions de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2018) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui pourraient obliger la Société à fournir une garantie additionnelle de 32 millions de dollars à ses contreparties (120 millions de dollars au 31 décembre 2018).

## 11. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres <sup>1</sup>	Total
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16 (note 2) <sup>2</sup>	—	—	—	(4)	(58)	—	—	(62)
Ajouts <sup>3</sup>	—	—	—	—	—	137	110	247
Acquisitions (note 3)	—	—	—	—	—	50	—	50
Amortissement	—	(148)	(39)	(62)	(47)	—	(8)	(304)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	10	3	3	5	—	—	21
Mise hors service d'actifs et cessions <sup>4</sup>	(2)	1	(2)	(4)	(3)	—	(17)	(27)
Variation des taux de change	(1)	(9)	(22)	(9)	(1)	(5)	(4)	(51)
Transferts	—	60	22	8	26	(116)	—	—
<b>Au 30 juin 2019</b>	<b>91</b>	<b>2 086</b>	<b>798</b>	<b>2 057</b>	<b>430</b>	<b>266</b>	<b>310</b>	<b>6 038</b>

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés.

2) Comprennent le transfert de 33 millions de dollars aux actifs au titre du droit d'utilisation et la décomptabilisation de 29 millions de dollars de contrats de location-financement par suite de la mise en application de l'IFRS 16 (se reporter à la note 2 pour plus de renseignements).

3) Comprennent des ajouts en espèces de 144 millions de dollars et de 103 millions de dollars associés au gazoduc Pioneer.

4) Au cours du deuxième trimestre, Centralia a vendu des pièces de chaudière comprises dans le poste Pièces de rechange amortissables et autres pour une perte nette de 17 millions de dollars qui a été comptabilisée dans les autres profits (pertes) dans les comptes de résultat.

## 12. Actifs au titre du droit d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types d'équipement. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes. Ils sont négociés individuellement et comportent un large éventail de modalités différentes. Les contrats de location n'imposent pas de restrictions, mais les actifs loués ne peuvent pas être utilisés comme garantie à des fins d'emprunt.

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des actifs au titre du droit d'utilisation est présenté ci-dessous :

	Terrains	Bâtiments	Véhicules	Équipement	Total
Nouveaux contrats de location comptabilisés au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	29	22	1	—	52
Ajustements à la comptabilisation <sup>1</sup>	(1)	(4)	—	—	(5)
Transferts des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des autres actifs	—	—	3	35	38
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	28	18	4	35	85
Ajouts	—	2	—	1	3
Amortissement	(1)	(2)	(1)	(5)	(9)
<b>Au 30 juin 2019</b>	<b>27</b>	<b>18</b>	<b>3</b>	<b>(3)</b>	<b>79</b>

1) Ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour contrats déficitaires et des avantages incitatifs.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, TransAlta a payé un montant respectivement de 7 millions de dollars et 13 millions de dollars relativement aux contrats de location indiqués ci-dessus, dont respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars en intérêts et respectivement 6 millions de dollars et 11 millions de dollars en remboursements du capital.

Certains des contrats de location de terrains de la Société respectant la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés étant donné qu'ils prévoient le paiement de montants variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, la Société a passé en charges des paiements de loyer variables respectivement de 1 million de dollars et 2 millions de dollars au titre de ces contrats de location de terrains.

Veillez vous reporter aux notes 4, 6, 10, 13 et 17 pour en savoir plus sur les contrats de location.

## 13. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives

### A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2019			31 décembre 2018		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	200	200	3,4 %	339	339	3,8 %
Débentures	647	651	5,8 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang <sup>3</sup>	907	917	5,4 %	943	955	5,4 %
Dette sans recours <sup>4</sup>	1 183	1 197	4,3 %	1 236	1 250	4,4 %
Divers <sup>5</sup>	35	35	9,2 %	39	39	9,2 %
	2 972	3 000		3 204	3 234	
Obligations locatives	75			63		
	3 047			3 267		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(86)			(130)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(19)			(18)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(105)			(148)		
<b>Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives</b>	<b>2 942</b>			<b>3 119</b>		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 0,7 milliard de dollars américains au 30 juin 2019 (0,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2018).

4) Inclut 1 million de dollars américains au 30 juin 2019 (1 million de dollars américains au 31 décembre 2018).

5) Inclut 19 millions de dollars américains au 30 juin 2019 (21 millions de dollars américains au 31 décembre 2018) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,2 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018), y compris la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars (1,25 milliard de dollars au 31 décembre 2018) de la Société, la facilité de crédit consortiale consentie de 0,7 milliard de dollars de TransAlta Renewables (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2018), et les facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars de la Société (0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2018). Ces facilités ont été renouvelées, et celle de TransAlta Renewables a été augmentée de 200 millions de dollars, au cours du deuxième trimestre de 2019, et viennent à échéance respectivement en 2023, 2023 et 2021. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,95 milliard de dollars (1,75 milliard de dollars au 31 décembre 2018) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société.

Au total, un montant de 1,3 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2018) n'a pas été prélevé. Au 30 juin 2019, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,9 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au

31 décembre 2018) et était constitué d'emprunts réels de 200 millions de dollars (339 millions de dollars au 31 décembre 2018) et de lettres de crédit de 654 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,3 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 208 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours de la Société au 30 juin 2019 totalisaient 654 millions de dollars (720 millions de dollars au 31 décembre 2018), y compris les lettres de crédit en cours de TransAlta Renewables de 92 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2018), et aucun montant (néant au 31 décembre 2018) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements. La Société a deux facilités de lettre de crédit non consentie à vue de 100 millions de dollars et TransAlta Renewables a une facilité de lettre de crédit non consentie à vue de 100 millions de dollars.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 juin 2019, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

## B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les filiales de la Société ont émis des obligations sans recours totalisant 1 182 millions de dollars (1 235 millions de dollars au 31 décembre 2018) assujetties à des conditions financières et aux clauses restrictives habituelles qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au deuxième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du deuxième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au troisième trimestre de 2019. Au 30 juin 2019, un montant de 23 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2018) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Au 30 juin 2019, la Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit.

## C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 742 millions de dollars (766 millions de dollars au 31 décembre 2018) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs de chacune des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 996 millions de dollars au 30 juin 2019 (1 021 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 30 juin 2019, une obligation sans recours d'environ 125 millions de dollars (127 millions de dollars au 31 décembre 2018) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP d'une valeur comptable de 315 millions de dollars au 30 juin 2019 (342 millions de dollars au 31 décembre 2018) sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

#### D. Liquidités soumises à restrictions

La Société détient un montant de 31 millions de dollars (31 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet du parc éolien de Kent Hills détenu dans un compte de réserve pour la construction, lequel a été retourné en juillet 2019. La Société détient également une tranche de néant (35 millions de dollars au 31 décembre 2018) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP.

### 14. Titres échangeables

Le 25 mars 2019, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur, dont la valeur sera établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques («option d'échange»). Les titres échangeables seront constitués de la tranche de 350 millions de dollars de débetures et de la tranche de 400 millions de dollars d'actions privilégiées qui seront émises en octobre 2020.

#### A. Tranche de 350 millions de dollars de débetures subordonnées non garanties

Au	30 juin 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débetures échangeables échéant le 1 <sup>er</sup> mai 2039	324	350	7,0 %

#### B. Option d'échange

Au	30 juin 2019	
Description	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange – dérivé incorporé	–	+37 -28

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger tous les titres échangeables en circulation contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta après le 31 décembre 2024. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III dans le cadre de l'évaluation de la juste valeur étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible, et, par conséquent, elle est évaluée en utilisant le modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents uniquement lorsqu'elle représente un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui est principalement la variation du taux d'actualisation implicite du flux de trésorerie futur. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'hypothèse de la Société qu'une variation de 1 % du taux d'actualisation constitue un changement raisonnablement possible.

#### C. Frais de gestion

En vertu de la convention d'investissement, TransAlta a accepté de créer un comité d'exploitation chargé des actifs hydroélectriques réunissant deux représentants de Brookfield et deux représentants de TransAlta pour conseiller la direction relativement à l'exploitation des actifs hydroélectriques en Alberta. Dans ce contexte, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des frais de gestion annuels de 1,5 million de dollars pendant six ans à compter du 1<sup>er</sup> mai 2019,

montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat.

## 15. Actions ordinaires

### A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

	Six mois clos les 30 juin			
	2019		2018	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	284,6	3 059	287,9	3 095
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA <sup>1</sup>	(2,4)	(26)	(0,6)	(6)
Options d'achat d'action exercées	0,1	1	-	-
	282,3	3 034	287,3	3 089
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	-	-	(1)
<b>Émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>282,3</b>	<b>3 034</b>	<b>287,3</b>	<b>3 088</b>

1) Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans les résultats non distribués.

### B. OPRA

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans les résultats non distribués.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours des six mois clos les :

	30 juin 2019	30 juin 2018
Total des actions rachetées	2 398 200	587 300
Prix de rachat moyen par action	8,57 \$	6,77 \$
<b>Coût total</b>	<b>21</b>	<b>4</b>
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	26	6
Augmentation des résultats non distribués	5	2

### C. Résultat par action

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	-	(105)	(65)	(40)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires en circulation (en millions)	284	288	284	288
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>	<b>-</b>	<b>(0,36)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>(0,14)</b>

## D. Dividendes

Le 16 juillet 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> octobre 2019.

Le 15 avril 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> juillet 2019.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de présentation de l'information financière et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés.

## E. Options sur actions

Le tableau suivant présente les options sur actions attribuées aux membres de la haute direction par la Société au cours des périodes de six mois closes les 30 juin 2019 et 2018 :

Mois de l'attribution	Nombre d'options sur actions attribuées (en millions)	Prix d'exercice	Période d'acquisition (en années)	Durée avant expiration (en années)
Janvier 2019 <sup>1</sup>	1,2	5,59 \$	3	7
Janvier 2018	0,7	7,45 \$	3	7

1) Certaines options sur actions ont fait l'objet d'une renonciation lorsqu'un membre de la haute direction a quitté la Société.

## 16. Actions privilégiées

### A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées de premier rang rachetables sans droit de vote à dividende cumulatif à taux fixe, à l'exception des actions privilégiées de série B qui sont des actions privilégiées rachetables sans droit de vote à dividende cumulatif à taux variable.

Au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A, 1,8 million d'actions de série B, 11,0 millions d'actions de série C, 9,0 millions d'actions de série E, 6,6 millions d'actions de série G émises et en circulation.

### B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes déclarés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
		2019	2018	2019 <sup>1</sup>	2018
A	0,16931	2	1	2	3
B	0,23136 <sup>2</sup>	—	1	—	1
C	0,25169	3	3	3	6
E	0,32463	3	3	3	6
G	0,33125	2	2	2	4
<b>Total pour la période</b>		<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>20</b>

1) Au cours du premier trimestre de 2019, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2019 ayant été déclaré en décembre 2018.

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le total du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2019, des dividendes d'environ 400 000 \$ ont été déclarés.

Le 16 juillet 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 septembre 2019, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,23422 \$ 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.

Le 15 avril 2019, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 juin 2019 et versé le 2 juillet 2019, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,23136 \$ 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.

## 17. Engagements et éventualités

### A. Engagements

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a conclu de nouveaux engagements contractuels portant sur de nouveaux actifs qui prennent effet au troisième trimestre de 2019 et dont le total des paiements s'élève à 65 millions de dollars. Les paiements annuels s'échelonneront comme suit : paiement de 9 millions de dollars en 2019; paiement de 17 millions de dollars en 2020; paiement annuel de 2 millions à 3 millions de dollars de 2023 à 2038.

En outre, TransAlta a pris l'engagement ferme, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> novembre 2019, de transporter la quantité contractuelle quotidienne initiale de 139 000 gigajoules par jour de gaz naturel par le gazoduc Pioneer.

### B. Événualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta.

#### I. Procédure de règlement sur les pertes sur les lignes

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes sur les lignes qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes sur les lignes. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. En raison de la complexité de la nouvelle méthode, les calculs définitifs de l'AESO ne seront pas disponibles avant un certain temps et aucun paiement ne sera versé avant 2021. Les demandes d'autorisation de faire appel des diverses décisions de l'AUC ont été rejetées. D'autres recours sont possibles, mais les probabilités de succès de tels recours sont faibles. L'estimation actuelle de l'exposition selon les données connues étant de 15 millions de dollars, la Société a par conséquent comptabilisé une provision de 15 millions de dollars au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018.

#### II. Litiges avec FMG

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

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés.

### III. Litige avec le Balancing Pool

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

### IV. Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, nommant TransAlta Corporation, les membres en poste du conseil d'administration de TransAlta Corporation à cette date et Brookfield BRP Holdings (Canada) comme défendeurs. Mangrove Partners envisage divers recours, mais cherche principalement à faire annuler la transaction avec Brookfield. TransAlta est d'avis que la demande est totalement dépourvue de fondement et prend toutes les mesures nécessaires pour se défendre contre ces allégations.

## 18. Informations sectorielles

### A. Résultat sectoriel présenté

Trois mois clos le 30 juin 2019	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	175	86	47	40	72	49	26	2	497
Combustible et achats d'électricité	122	34	12	2	3	2	—	2	177
Marge brute	53	52	35	38	69	47	26	—	320
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	18	11	8	13	10	8	27	130
Amortissement	58	18	10	14	29	7	—	7	143
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	1	—	2	—	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	—	—	—	(4)	—	—	2	(12)
Résultats d'exploitation	(34)	15	13	16	29	30	18	(36)	51
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	1	—	—	—	—	—	1
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(56)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)
Autres profits (pertes)	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(24)

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

Trois mois clos le 30 juin 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	179	51	51	41	51	63	13	(3)	446
Combustible et achats d'électricité	136	20	18	2	4	2	—	(3)	179
Marge brute	43	31	33	39	47	61	13	—	267
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	43	12	12	9	11	11	5	20	123
Amortissement	64	16	10	12	29	7	1	7	146
Dépréciation d'actifs	—	—	—	—	12	—	—	—	12
Provision pour frais de restructuration	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	—	—	2	1	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	—	—	—	—	—	—	—	(10)
Résultats d'exploitation	(58)	2	11	18	(7)	42	7	(27)	(12)
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	3	—	—	—	—	—	3
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(59)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(5)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(73)

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

Six mois clos le 30 juin 2019	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	400	232	112	81	161	86	72	1	1 145
Combustible, carbone et achats d'électricité	297	188	43	4	7	3	—	1	543
Marge brute <sup>1</sup>	103	44	69	77	154	83	72	—	602
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	68	32	22	18	25	18	17	34	234
Amortissement	119	36	20	25	58	15	1	14	288
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	2	1	—	4	1	—	—	15
Autres résultats d'exploitation, montant net	(20)	—	—	—	(4)	—	—	2	(22)
Résultats d'exploitation	(71)	(26)	26	34	71	49	54	(50)	87
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	3	—	—	—	—	—	3
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(106)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(9)
Autres profits (pertes)	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(37)

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible, carbone et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

Six mois clos le 30 juin 2018	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	448	138	113	82	137	90	30	(4)	1 034
Combustible, carbone et achats d'électricité	332	64	47	4	10	3	–	(4)	456
Marge brute <sup>1</sup>	116	74	66	78	127	87	30	–	578
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	90	27	25	18	24	19	13	40	256
Amortissement	114	32	21	24	56	15	1	13	276
Dépréciation d'actifs	–	–	–	–	12	–	–	–	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	2	1	–	4	2	–	–	16
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	–	–	–	–	–	–	–	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(21)	–	–	–	–	–	–	–	(21)
Résultats d'exploitation	83	13	19	36	31	51	16	(53)	196
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	5	–	–	–	–	–	5
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(127)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	(7)
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	67

1) Les postes Produits des activités ordinaires et Combustible, carbone et achats d'électricité pour le secteur Siège social se rapportent à l'élimination des gains intersociétés dans les stocks sur les crédits d'émission achetés.

## B. Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés et celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	143	146	288	276
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	30	36	59	67
<b>Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés</b>	<b>173</b>	<b>182</b>	<b>347</b>	<b>343</b>

# Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme «non audité» pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés résumés audités annuels et qui a rédigé un rapport à cet égard.

## Aux états financiers de TransAlta Corporation

### RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour la période close le 30 juin 2019 :

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

(0,40) fois

*Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.*

## Informations supplémentaires

		30 juin 2019	31 déc. 2018
Cours de clôture (TSX) (\$)		8,52	5,59
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	10,14	7,90
	Bas	5,44	5,44
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés <sup>2</sup> (multiple)		4,9	4,8
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée <sup>2</sup> (%)		20,0	20,8
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (multiple)		3,8	3,7
Dette nette ajustée sur le capital investi <sup>1</sup> (%)		51,0	49,7
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires <sup>2</sup> (%)		(18,4)	(15,8)
Rendement du capital investi <sup>2</sup> (%)		(1,2)	0,7
Couverture par le résultat <sup>2</sup> (multiple)		(0,4)	0,2
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1,2</sup> (%)		6,2	7,6
Couverture des dividendes <sup>2</sup> (multiple)		13,8	18,3
Rendement des actions <sup>2</sup> (%)		1,9	2,9

1) Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la situation de trésorerie de la Société et sont courants dans les rapports d'autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ces calculs, se reporter à la section «Analyse des résultats» dans le présent rapport de gestion.

2) Douze derniers mois. Au cours du premier trimestre de 2019, nous avons passé en revue le BAIIA aux fins de comparaison pour éliminer les profits (pertes) latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les résultats de 2018 ont été passés en revue afin de refléter ce changement.

### Formules des ratios

**Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés** = fonds provenant des activités d'exploitation + intérêts sur la dette et les obligations locatives - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette et obligations locatives + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées - produit d'intérêts

**Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée** = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période et obligations locatives, y compris la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

**Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison** = dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / du BAIIA aux fins de comparaison

**Dette nette ajustée sur le capital investi** = dette à long terme et obligations locatives, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette nette ajustée + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises

**Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires** = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires / capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global - actions privilégiées émises

**Rendement du capital investi** = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette - résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

**Couverture par le résultat** = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / intérêts sur la dette et obligations locatives + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêts

**Ratio de distribution** = dividendes versés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

**Ratio de couverture des dividendes fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison** = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées / dividendes sur actions ordinaires versés en espèces

**Rendement des actions** = dividende versé par action ordinaire / cours de clôture de la période

## Glossaire des termes clés

**Capacité** – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

**Contrat d'achat d'électricité (CAÉ)** – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs.

**Disponibilité** – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

**Disponibilité ajustée** – La disponibilité est ajustée lorsque la conjoncture économique fait en sorte que des activités d'entretien courantes et d'envergure sont planifiées afin de réduire les dépenses au minimum. En contexte de prix élevés, les calendriers d'interruption établis seraient modifiés afin d'accélérer la remise en service de l'unité de production.

**Force majeure** – Les clauses de force majeure dégagent la responsabilité d'une partie si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie l'empêche de s'acquitter de ses obligations aux termes d'un contrat.

**Gaz à effet de serre (GES)** – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

**Gigawatt** – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

**Gigawattheure (GWh)** – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

**Interruption non planifiée** – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

**Mégawatt (MW)** – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

**Mégawattheure (MWh)** – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

**TransAlta Corporation**

110 - 12th Avenue S.W.

Box 1900, Station "M"

Calgary (Alberta) Canada T2P 2M1

**Téléphone**

403.267.7110

**Site Web**

[www.transalta.com](http://www.transalta.com)

**AST Trust Company (Canada)**

C.P. 700, succursale B

Montréal (Québec) Canada H3B 3K3

**Téléphone** sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.682.3860

**Télécopieur** 514.985.8843

**Courriel**

[inquiries@canstockta.com](mailto:inquiries@canstockta.com)

**Site Web** [www.canstockta.com](http://www.canstockta.com)

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS****Médias et investisseurs – Demandes de renseignements**

Relations avec les investisseurs

**Téléphone** 1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

**Télécopieur**

403.267.7405

**Courriel**

[investor\\_relations@transalta.com](mailto:investor_relations@transalta.com)