

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. Se reporter à la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2019. 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 septembre 2020. 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 3 novembre 2020. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Table des matières

Énoncés prospectifs	RG2	Flux de trésorerie	RG36
Faits saillants	RG4	Capital financier	RG37
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG6	Nouveautés en matière de réglementation	RG39
Stratégie d'entreprise	RG9	Autre analyse consolidée	RG40
Perspectives financières pour 2020	RG11	Méthodes et estimations comptables critiques	RG43
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	RG14	Modifications comptables	RG44
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	RG18	Instruments financiers	RG44
Principales informations trimestrielles	RG29	Gouvernance et gestion du risque	RG45
Principaux ratios financiers	RG30	Contrôles et procédures de communication de l'information	RG46
Situation financière	RG35		

Énoncés prospectifs

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

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, les énoncés ayant trait aux aspects suivants : nos conversions au gaz, y compris l'achèvement de la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance à la mi-novembre 2020, la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills en 2021, et le rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance en unités à cycle combiné au quatrième trimestre de 2023; les dépenses résiduelles liées à la conversion des chaudières et au renouvellement de l'unité 5 de la centrale de Sundance; la capacité maximale de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance après l'arrêt de la production au charbon; la fermeture de la mine de Highvale et l'élimination du charbon comme source de combustible en Alberta; l'augmentation prévue du coût par tonne du charbon; l'élaboration et la construction d'initiatives d'énergie renouvelable et de réduction des émissions de carbone avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd; la vente du gazoduc Pioneer à ATCO, y compris l'obtention des approbations réglementaires et la clôture de la transaction au deuxième trimestre de 2021; l'intégration du gazoduc Pioneer dans les systèmes de transport de gaz naturel intégrés de NGTL (au sens attribué à ce terme ci-après) et d'ATCO; la croissance de notre portefeuille d'énergies renouvelables, notamment le projet de parc éolien Windrise et le projet de parc éolien Skookumchuck, y compris le moment de la mise en service et les dépenses totales estimées; l'expansion des activités de production sur place et de cogénération, y compris la mise en service du projet de centrale de cogénération de Kaybob au premier semestre de 2022, les dépenses totales du projet et l'obtention des approbations réglementaires nécessaires; les perspectives financières pour 2020, y compris le BAIIA aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2020; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2020, y compris les dépenses d'investissement courantes, les dépenses d'investissement pour les travaux d'entretien d'envergure planifiés et les dépenses d'investissement liées aux mines; les interruptions importantes planifiées pour le reste de 2020; la perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour le reste de 2020; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; le caractère cyclique des activités, y compris en ce qui concerne les coûts d'entretien, la production et les charges; l'utilisation de nos liquidités et de nos facilités de crédit existantes pour rembourser la dette venant à échéance en 2020 et le refinancement de la dette venant à échéance en 2022; l'encours total de la procédure visant une règle relative aux pertes en ligne avec l'AESO; et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : les perturbations engendrées par la COVID-19 ne seront pas de beaucoup plus onéreuses pour la Société, ce qui comprend sa capacité de poursuivre ses activités à titre de fournisseur de services essentiels; aucune modification importante aux lois et règlements applicables, y compris les modifications fiscales et réglementaires dans les marchés où nous exerçons nos activités; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante ne sera apportée aux coûts de conformité liés au carbone et aux facteurs de rendement; le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne changera pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; le prolongement de la durée d'utilité prévue des centrales thermiques en Alberta et les résultats financiers anticipés générés par la conversion ou le renouvellement des systèmes de production; la croissance de TransAlta Renewables; l'obtention de gain de cause dans l'action engagée par Mangrove; et l'investissement de Brookfield et les arrangements connexes ayant les avantages escomptés pour la Société. Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant l'incidence de la COVID-19, lesquels sont impossibles à prévoir pour le moment, et qui comprennent, sans toutefois s'y limiter : des

directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir l'équipement nécessaire ainsi que les approbations réglementaires dans les délais prévus, ou à tout moment; des réclamations pour cause de force majeure liées à la COVID-19; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; une autre baisse de la demande en électricité à court ou à long terme et une baisse des prix marchands en Alberta et dans la région du Mid-Columbia; de nouvelles réductions dans la production; une augmentation des coûts attribuable à nos efforts pour atténuer l'incidence de la COVID-19; la détérioration du crédit et des marchés des capitaux à l'échelle mondiale; la hausse du taux de perte sur nos créances clients en raison de défaillances de crédit; la dépréciation d'actifs; et les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment l'augmentation du nombre de menaces à la cybersécurité. Les énoncés prospectifs sont également assujettis à d'autres facteurs de risque qui comprennent, sans toutefois s'y limiter : les fluctuations des prix du marché; l'évolution de la demande d'électricité et de la capacité, et notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer les contrats lorsqu'ils viennent à échéance; les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans ces centrales; les interruptions au titre du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques, y compris les catastrophes causées par l'homme ou les catastrophes naturelles et d'autres risques liés au climat; les hausses imprévues des coûts de structure; les interruptions des sources de combustibles, y compris le gaz naturel nécessaire aux conversions et au renouvellement, ainsi que l'importance des ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la menace de terrorisme au pays; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun, voire pas du tout; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du risque de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre les pertes importantes, notamment l'incidence des écarts de prix imprévus par rapport aux données historiques; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété de TransAlta Renewables; les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, et les retards dans la construction ou la mise en service de projets ou dans la conclusion d'acquisitions; la hausse des coûts ou les retards dans la conversion des unités de production alimentées au charbon en unités de production alimentées au gaz; y compris les approbations réglementaires pour le projet de centrale de cogénération de Kaybob et/ou la possibilité de conclure un accord commercial avec SemCAMS sur des configurations d'exploitation différentes; une hausse des coûts ou des retards dans la construction ou la mise en service de gazoducs à des unités converties; des changements dans le paiement de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; les différends qui nous opposent à des contreparties; notre provision pour impôts sur le bénéfice; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société, y compris en ce qui a trait aux litiges avec FMG et Mangrove; le recours à du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail dans la notice annuelle et le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui ont été déposés sous le profil de la Société auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières au www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis («SEC») au 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. Les perspectives financières contenues aux présentes visent à renseigner les lecteurs sur les attentes et les plans actuels de la direction, et les lecteurs sont mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins et sont données en date du présent document. 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité ajustée (%)	90,7	95,2	91,4	89,5
Production (GWh)	6 184	7 558	17 276	20 918
Produits des activités ordinaires	514	593	1 557	1 738
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	252	257	641	800
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	114	114	354	348
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	(136)	51	(169)	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	257	328	592	668
BAlIA aux fins de comparaison ^{1,2,3}	256	305	693	741
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	193	244	524	568
Flux de trésorerie disponibles ^{1,3}	106	170	306	314
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,50)	0,18	(0,61)	(0,05)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ²	0,70	0,87	1,90	2,00
Flux de trésorerie disponibles par action ²	0,39	0,60	1,11	1,11
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,0425	0,0400	0,1275	0,0800
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁴	0,2593	0,2591	0,7645	0,5181

Aux	Au 30 sept. 2020	31 déc. 2019
Total de l'actif	9 230	9 508
Total de la dette nette consolidée ^{2,5}	3 100	3 110
Total des passifs non courants	4 223	4 329

1) Comprennent le règlement de 56 millions de dollars reçu dans le cadre de la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (les «indemnités de résiliation de CAÉ») au troisième trimestre de 2019.

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

3) Résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison («BAlIA aux fins de comparaison»).

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

5) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP et la juste valeur des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 106 millions de dollars et 306 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ reçues au troisième trimestre de 2019, ont diminué de 8 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019. Cette baisse s'explique surtout par la hausse des dépenses d'investissement de maintien compte tenu des interruptions pour la conversion au gaz du secteur Énergie thermique en Alberta. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ reçues au troisième trimestre de 2019, ont augmenté de 48 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, surtout en raison de la hausse des flux de trésorerie sectoriels, de la baisse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, et de la baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie sectoriels, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ reçues en 2019, ont diminué de 4 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019 en raison de la baisse du rendement du secteur Énergie thermique en Alberta, contrebalancée en grande partie par le rendement accru dans les secteurs Centralia, Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, et Commercialisation de l'énergie. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie sectoriels ont augmenté de 43 millions de dollars

par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de la hausse du rendement des secteurs Centralia, Gaz en Amérique du Nord, Énergie éolienne et énergie solaire, et Commercialisation de l'énergie, contrebalancée en partie par la baisse du rendement dans les secteurs Énergie thermique en Alberta et Hydroélectricité et par l'incidence du swap sur rendement total dans le secteur Siège social.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 s'est établie à 90,7 %, en regard de 95,2 % pour la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'interruption planifiée dans le secteur Énergie thermique en Alberta pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 s'est établie à 91,4 %, en regard de 89,5 % pour la période correspondante de 2019. Cette augmentation s'explique en grande partie par la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et les réductions de la capacité nominale dans les secteurs de production, le tout en partie contrebalancé par les interruptions planifiées dans le secteur Énergie thermique en Alberta pour l'entretien et la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance et l'entretien et la conversion à un système à deux combustibles de la centrale de Sheerness.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 était de 6 184 gigawattheures («GWh») par rapport à 7 558 GWh pour la période correspondante de 2019. La baisse de production est principalement attribuable à l'interruption planifiée de l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta, à la baisse de la répartition de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 3 de la centrale de Keephills en raison de la baisse des prix, et au calendrier d'optimisation de la répartition dans le secteur Centralia. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 était de 17 276 GWh par rapport à 20 918 GWh pour la période correspondante de 2019. La baisse de production est principalement attribuable aux interruptions planifiées, aux réductions et à l'optimisation de la répartition entraînant une baisse de la production marchande dans le secteur Énergie thermique en Alberta. De plus, les deux unités de la centrale de Centralia du secteur Centralia ont été mises hors service pendant la quasi-totalité du premier semestre de 2020. Ces baisses ont été partiellement contrebalancées par une hausse de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire attribuable à l'ajout des installations Big Level et Antrim à la fin de 2019 et à une augmentation des ressources hydriques dans le secteur Hydroélectricité au cours du trimestre.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont diminué respectivement de 79 millions de dollars et 181 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes en 2019, en raison notamment d'une baisse de la production et des prix de l'électricité dans nos secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia. La production a diminué en raison de l'interruption planifiée à la centrale de Sheerness au premier trimestre de 2020, de l'interruption planifiée à l'unité 6 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2020, de la baisse de la demande découlant de la pandémie de COVID-19 et de l'incidence de la baisse des prix du pétrole sur l'économie de l'Alberta. Cette diminution a été en partie contrebalancée par l'augmentation des produits des activités ordinaires dans notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de la hausse des ressources éoliennes et de la mise en service des parcs éoliens Big Level et Antrim en décembre 2019.

Les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ont diminué de 5 millions de dollars et 159 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, en regard des périodes correspondantes de 2019. Dans le secteur Centralia, comparativement aux périodes correspondantes de 2019, nous avons amélioré nos marges en achetant de l'électricité à bas prix afin de nous acquitter de nos obligations contractuelles. Dans le secteur Énergie thermique en Alberta, la baisse de la production et notre capacité à cogénérer au gaz naturel nous ont permis de réduire les coûts du combustible, la cogénération nous permettant de produire moins d'émissions de gaz à effet de serre («GES») que la combustion du charbon à 100 %, ce qui réduit nos coûts de conformité liés aux GES. Cette baisse a été contrebalancée en partie par la hausse des prix du charbon et une réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale. En outre, les coûts du secteur Gaz en Amérique du Nord ont baissé en raison d'une réduction de la production marchande.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 sont comparables à celles de la période correspondante de 2019. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2019, la variabilité causée par le swap sur rendement total ayant entraîné une hausse de 16 millions de dollars pour la période. En outre, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 6 millions de dollars en raison de l'acquisition de la centrale de cogénération Ada (la «centrale Ada»), des projets éoliens de Big Level et d'Antrim ainsi que de la renégociation du contrat d'entretien de Fort Saskatchewan. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont reculé de 16 millions de dollars grâce

à un resserrement des mesures de contrôle des coûts, à une mise en veille des unités de Centralia au deuxième trimestre de 2020, à une baisse des coûts de main-d'œuvre dans de nombreux secteurs et à une diminution des frais juridiques.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, le BAIIA aux fins de comparaison, exclusion faite des indemnités de résiliation du CAÉ, a augmenté respectivement de 7 millions de dollars et 8 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison dans les secteurs Commercialisation de l'énergie, Centralia, et Énergie éolienne et énergie solaire, en partie contrebalancée par la baisse de la performance des secteurs Énergie thermique en Alberta et Hydroélectricité ainsi que par la hausse des coûts pour le secteur Siège social découlant de l'incidence du swap sur rendement total. Les variations importantes du BAIIA aux fins de comparaison sectoriel sont présentées à la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 s'est établie à 136 millions de dollars, comparativement à un bénéfice de 51 millions de dollars à la période correspondante de 2019. Ce recul est en grande partie imputable à la baisse des produits des activités ordinaires, la réduction de valeur des stocks de charbon, la hausse de l'amortissement, la hausse de la dépréciation d'actifs et l'indemnité de résiliation de CAÉ reçue en 2019, le tout en partie contrebalancé par les profits de change et les recouvrements d'impôts. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 s'est établie à 169 millions de dollars, comparativement à 14 millions de dollars à la période correspondante de 2019. Cette diminution est en grande partie attribuable à la baisse des produits des activités ordinaires, la réduction de valeur des stocks de charbon, la hausse de l'amortissement, la hausse de la dépréciation d'actifs et l'indemnité de résiliation de CAÉ reçue en 2019, le tout en partie contrebalancé par la baisse des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, et les profits de change.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Les mises à jour et les nouveautés ayant une incidence sur le plan d'investissement dans l'énergie propre sont présentées à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion.

Émission d'actions privilégiées d'un capital global de 400 millions de dollars

Le 30 octobre 2020, Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement, «Brookfield») ont clos la seconde et dernière tranche de 400 millions de dollars de son investissement en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Tel qu'il a été mentionné précédemment, Brookfield s'est engagée à investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'achat de titres échangeables de TransAlta, qui sont échangeables dans le futur contre une participation dans les actifs hydroélectriques de TransAlta en Alberta selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques. Le 1^{er} mai 2019 a eu lieu la clôture de la tranche initiale qui consistait en 350 millions de dollars de débentures subordonnées non garanties. La Société prévoit utiliser le produit tiré de la seconde tranche de financement pour faire avancer le programme de conversion au gaz, financer les autres initiatives de croissance et aux fins générales de la Société.

Prolongation du contrat avec BHP Nickel West

Le 22 octobre 2020, Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son contrat d'achat d'électricité («CAÉ») existant avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP»). SCE se compose de quatre centrales de production d'une capacité combinée de 245 MW dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale.

La modification au CAÉ entre en vigueur un mois après la date de la signature et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La prolongation procurera à SCE un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi à l'égard des nouvelles dépenses d'investissement qui seront nécessaires pour soutenir les futurs besoins énergétiques de BHP et favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. Les modifications au CAÉ procurent également à BHP des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris l'énergie solaire et éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie, sous réserve du respect de certaines conditions. L'évaluation de l'approvisionnement en énergie renouvelable et l'initiative de réduction des émissions de carbone en vertu du CAÉ avec SCE sont en cours, y compris une centrale solaire photovoltaïque de 18,5 MW soutenue par un système de stockage d'énergie à batteries et un système de turbine à vapeur alimentée par la chaleur récupérée.

TEC Hedland Pty Ltd. obtient un financement de 800 millions de dollars australiens

Le 22 octobre 2020, TEC Hedland Pty Ltd. («TEC»), une filiale de la Société, a conclu un placement de billets garantis de premier rang (les «billets») de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Les billets portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de capital devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les billets ont obtenu une note de BBB.

TransAlta Renewables a reçu un produit de 489 millions de dollars (517 millions de dollars australiens) du rachat de certaines structures intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 millions de dollars australiens a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. («TEA»), filiale de TransAlta. Le prêt porte intérêt à un taux de 4,32 % et sera remboursé d'ici le 23 octobre 2022. Le montant résiduel du produit du placement a été mis de côté pour financer les réserves et les coûts de transaction requis.

TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur la facilité de crédit. Les fonds restants serviront à financer les possibilités de croissance future au sein de TransAlta Renewables.

TransAlta Renewables fait l'acquisition du projet de stockage à batteries WindCharger de la Société

Le 1^{er} août 2020, TransAlta Renewables a acquis le projet de stockage à batteries WindCharger de 10 MW/20 MWh, qui est relié au réseau de transmission de l'Alberta par l'intermédiaire du poste se rapportant au parc éolien Summerview, auprès d'une filiale de la Société pour 12 millions de dollars. TransAlta Renewables a financé le solde des coûts de construction et le projet est entré en service le 15 octobre 2020. Le coût total du projet s'élève à 14 millions de dollars et 50 % des coûts de construction devraient être financés par Emissions Reduction Alberta. Comme le projet a été acquis par TransAlta Renewables, cela n'a eu aucune incidence sur la Société au niveau consolidé. En outre, la Société a signé un contrat d'utilisation de stockage à batteries de 20 ans avec TransAlta Renewables en vertu duquel la Société versera des frais fixes mensuels au titre de la capacité lui conférant le droit exclusif d'exploiter et de répartir l'énergie stockée par batterie sur le marché albertain.

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

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % des actions flottantes au 25 mai 2020. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent 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 2020 et se termine le 28 mai 2021 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté 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 228 157 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen à la Bourse de Toronto de 912 630 actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 avril 2020) peut être racheté 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 neuf mois close le 30 septembre 2020, dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente, la Société a racheté et annulé un total de 2 849 400 actions ordinaires à un prix moyen de 7,51 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 21 millions de dollars.

Changements au conseil d'administration

Le 21 avril 2020, nous avons annoncé que le conseil d'administration («conseil») a nommé John P. Dielwart à la présidence du conseil, sous réserve de sa réélection en tant qu'administrateur indépendant à l'assemblée générale annuelle des actionnaires de TransAlta. Comme il a été annoncé précédemment, l'ambassadeur Gordon Giffin, l'ancien président du conseil, a quitté le conseil après avoir occupé ce poste depuis 2011.

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

Robert Flexon a démissionné du conseil d'administration avec prise d'effet le 1^{er} août 2020. M. Flexon a récemment assumé le rôle de président du conseil d'administration de PG&E Corporation («PG&E») et a démissionné du conseil en raison uniquement de la possibilité d'apparence de conflits d'intérêts entre PG&E et la Société.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé («OMS») a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020. L'épidémie de la COVID-19 a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à freiner la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isolement, la distanciation physique et sociale et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe.

La Société a continué d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités, qui préconisait ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui n'étaient pas en mesure de travailler à distance, ont pu travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, la Société a assuré avec succès le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail, et ce, en respectant les normes de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et de distanciation physique, et utilisent de l'équipement de protection individuelle facilement accessible. En outre, TransAlta maintient des interdictions de voyager conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint et la réorganisation des processus et des procédures pour limiter les contacts avec les autres employés et les sous-traitants sur place.

Bien que nos résultats traduisent l'incidence des prix et de la demande dans le contexte de la COVID-19, toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce aux contrats à long terme et aux positions couvertes. À la fin du troisième trimestre, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 270 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie. Après le trimestre, la Société a mobilisé environ 1,1 milliard de dollars de liquidités supplémentaires, comme il est mentionné plus haut dans la rubrique, ce qui porte notre situation de trésorerie totale à 2,7 milliards de dollars.

La Société a couvert environ 90 % de sa production de base commerciale en Alberta à 53 \$ par MWh pour le reste de 2020.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de 2019 de notre rapport intégré annuel du même exercice et à la note 3 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Stratégie d'entreprise

Notre stratégie d'entreprise demeure axée sur l'investissement dans une gamme de technologies propres et renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie solaire, les batteries et les centrales thermiques (au gaz naturel et de cogénération) qui produisent de l'électricité pour les clients industriels et les collectivités afin d'offrir un rendement à nos actionnaires. Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre afin de poursuivre sa stratégie et a annoncé ses objectifs à court terme le 16 janvier 2020.

La Société a reçu 750 millions de dollars dans le cadre d'un investissement stratégique de Brookfield que nous avons annoncé en mars 2019. La première tranche de 350 millions de dollars de l'investissement de Brookfield a été conclue en mai 2019 et a permis d'accélérer notre plan de conversion au gaz. La deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield a eu lieu le 30 octobre 2020 et contribuera à l'avancement et à la mise en œuvre du reste du plan d'investissement dans l'énergie propre, tout en aidant la Société à maintenir un bilan solide et une flexibilité financière pour réaliser nos objectifs stratégiques présentés ci-après.

Au cours des neuf premiers mois de 2020, les faits suivants ont eu une incidence sur ces objectifs :

Réussir à éliminer le charbon comme source de combustible dans les centrales thermiques de l'Alberta.

Nous sommes en bonne voie de terminer la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici la mi-novembre 2020. La Société poursuit la conversion des unités 2 et 3 de sa centrale de Keephills qu'elle prévoit terminer en 2021 et a émis un ordre de démarrage des travaux pour les deux unités. La Société a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2022, l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance cesseront leur production d'électricité au charbon et ne seront alimentées qu'au gaz. La capacité maximale de ces unités sera réduite respectivement à 70 MW et 113 MW. Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons obtenu l'approbation réglementaire de l'Alberta Utilities Commission pour le renouvellement des systèmes de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en unités à cycle combiné. Au troisième trimestre, un contrat d'approvisionnement en matériel a été conclu dans le cadre de la stratégie de renouvellement de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné très efficace. Nous sommes toujours en bonne voie d'émettre un ordre de démarrage des travaux en 2021 pour l'unité 5 de Sundance, la mise en production commerciale devant avoir lieu au quatrième trimestre de 2023.

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Au 30 septembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 403 millions de dollars, dont la majeure partie sera comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au cours des cinq prochains trimestres. Par conséquent, notre coût par tonne du charbon augmentera étant donné que les coûts fixes du charbon seront répartis sur un volume plus faible. Au troisième trimestre, l'augmentation de l'amortissement et de notre coût par tonne du charbon a dépassé la valeur nette de réalisation du stock de charbon et une réduction de valeur de 22 millions de dollars a été comptabilisée au titre des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité. Alors que la mine de Highvale entre dans la phase de remise en état, notre consommation de charbon prévue devrait continuer à diminuer, ce qui fera augmenter davantage le coût du charbon et les réductions de valeur futures prévues sur les coûts du combustible.

Le 1^{er} octobre 2020, TransAlta a annoncé avoir conclu un accord définitif d'achat et de vente en ce qui concerne la vente précédemment annoncée de sa participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») (la «transaction»). Le prix d'achat de 255 millions de dollars représente les participations de TransAlta et de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. («Tidewater»). Cet accord remplace l'entente précédente de Tidewater du deuxième trimestre de 2020 visant la vente de sa participation dans le gazoduc Pioneer à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL»). ATCO a obtenu le droit d'acquérir le gazoduc Pioneer en concluant une convention d'option avec NGTL. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer fera partie des systèmes de transport de gaz naturel intégrés de NGTL et d'ATCO en Alberta, afin de fournir un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de Sundance et de Keephills de TransAlta.

De plus, TransAlta a conclu des contrats de transport fermes à long terme avec NGTL pour la livraison de gaz naturel pour un volume de 275 TJ/jour, ce qui portera le total des contrats de transport fermes à long terme à 400 TJ/jour d'ici 2023. Les engagements actuels de TransAlta, y compris les 139 TJ/jour avec Tidewater, resteront en place jusqu'à la clôture de la transaction. La transaction est soumise aux approbations réglementaires habituelles et devrait se conclure au deuxième trimestre de 2021.

Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 31 juillet 2020 l'unité 3 de la centrale de Sundance actuellement mise temporairement à l'arrêt. La décision de mise hors service a été prise en fonction notamment de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta. Cette décision nous permet de faire avancer notre transition vers une électricité entièrement propre d'ici 2025. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'environ 70 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts).

Faire croître notre portefeuille d'énergies renouvelables. Nous continuons à faire croître notre plateforme d'énergies renouvelables et les faits marquants suivants concernant nos projets d'énergies renouvelables sont survenus en 2020 :

- Les activités de construction de notre projet Windrise se poursuivent, et toutes les procédures nécessaires à la protection de l'équipe de construction durant la pandémie de COVID-19 ont été mises en place. Toutefois, en raison des retards liés à la COVID-19 dans la livraison des composants d'éolienne, la construction et la mise en service ne devraient pas avoir lieu avant la seconde moitié de 2021.
- Au 30 septembre 2020, le projet Windrise est achevé à 45 % et a commencé à recevoir des aérogénérateurs sur place à la mi-octobre 2020.
- Le projet de parc éolien de Skookumchuck est toujours en cours de construction et TransAlta recevra le droit d'achat à la date de mise en service. Le projet devrait être achevé et mis en service avant la fin de 2020.
- Le projet de stockage à batteries WindCharger a été achevé et mis en service le 15 octobre 2020.

Faire progresser et étendre nos activités de production sur place et de cogénération et accroître notre présence sur le marché des énergies renouvelables aux États-Unis. Dans le cadre de notre stratégie commerciale, notre priorité est d'accroître notre base d'actifs de production sur place et de cogénération. Le 19 mai 2020, nous avons conclu l'acquisition d'un actif de cogénération visé par un contrat auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat d'environ 27 millions de dollars américains, sous réserve des ajustements liés au fonds de roulement. L'actif Ada est une centrale de cogénération de 29 MW dans le Michigan, visé par un CAÉ à long terme et des contrats de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway. La centrale Ada a été incluse dans les résultats du secteur Gaz en Amérique du Nord, connu auparavant sous le nom de secteur Gaz au Canada.

La Société a fait progresser le projet de centrale de cogénération de Kaybob, notamment avec l'achat d'un groupe électrogène à moteur alternatif, de transformateurs élévateurs de tension, et de matériel et appareillage électriques.

Croissance et dépenses liées à la conversion au charbon

TransAlta a annoncé notre plan d'investissement dans l'énergie propre lors de notre journée des investisseurs de 2019 et nos activités à l'appui de ce plan sont en cours. En plus des 339 millions de dollars affectés aux projets de parc éolien Big Level et Antrim et des 105 millions de dollars affectés au gazoduc Pioneer, les grands projets présentés ci-après sont en cours et représentent nos dépenses résiduelles dans le cadre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre :

Projet	Total du projet		Dépenses résiduelles estimées pour 2020	Date d'achèvement prévue ²	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹			
Projet de parc éolien de Skookumchuck ^{3,4}	160 – 170	–	89	T4 2020	Option visant l'achat d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien de 136,8 MW assorti d'un CAÉ de 20 ans
Projet de parc éolien Windrise ⁴	270 – 285	127	109	S2 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
Batterie WindCharger ^{5,6}	7 – 8	6	1	Mis en service	Projet de stockage à batteries à grande échelle de 10 MW à 20 MW
Conversion de chaudières ⁷	120 – 200	49	29	2020 à 2022	Conversion au gaz du secteur Énergie thermique en Alberta
Renouvellement	800 – 825	90	23	T4 2023	Renouvellement du système de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné
Projet de centrale de cogénération de Kaybob ⁴	105 – 115	38	24	S1 2022	Projet de centrale de cogénération de 40 MW mené conjointement avec SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe sur une période de 13 ans
Total	1 462 – 1 603	310	275		

1) Représentent les montants cumulatifs engagés au 30 septembre 2020.

2) S2 est défini comme le second semestre de l'exercice.

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

4) Ces projets pourraient être transférés à TransAlta Renewables Inc.

5) Ce projet a été transféré à TransAlta Renewables Inc.

6) Exception faite des remboursements gouvernementaux attendus.

7) Le total des dépenses estimées comprend la conversion à un système à deux carburants de la centrale de Sheerness.

Pour plus de précisions sur le plan d'investissement dans l'énergie propre, veuillez consulter le rapport de gestion annuel de 2019 de notre rapport intégré annuel du même exercice.

Perspectives financières pour 2020

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières pour 2020 et les hypothèses qui s'y rapportent, veuillez vous reporter à la rubrique « Perspectives financières pour 2020 » de notre rapport de gestion annuel de 2019 de notre rapport annuel intégré de 2019.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2020 :

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

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

Fourchette des principales hypothèses Marché	Prévisions de janvier 2020 Prix de l'électricité (\$/MWh)	Nouvelles prévisions Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 53 \$ à 63 \$	De 45 \$ à 53 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 25 \$ à 35 \$	Aucun changement

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2020		
Dépenses d'investissement de maintien	De 170 millions de dollars à 200 millions de dollars	De 150 millions de dollars à 175 millions de dollars

Notre performance globale pour les trois premiers trimestres de 2020 est conforme aux attentes. La Société continue de se situer dans la partie inférieure de la fourchette pour ce qui est du BAIIA aux fins de comparaison, car nous nous attendons à ce que la baisse des prix de l'électricité persiste en Alberta compte tenu des effets continus sur la demande de la COVID-19 et de la faiblesse des prix du pétrole. Toutefois, la Société continue de se situer dans la partie médiane de la fourchette pour ce qui est des flux de trésorerie disponibles, car nous avons pu réagir grâce à nos activités de couverture et aux ajustements apportés à nos plans d'investissement.

Activités d'exploitation

Ce qui suit est une mise à jour de nos hypothèses initiales figurant dans les perspectives financières pour 2020.

Coûts du combustible

Dans le Nord-Ouest Pacifique aux États-Unis, la mine adjacente à notre centrale Centralia fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Centralia a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin de Powder River et livré par chemin de fer. En 2020, nous avons modifié nos contrats d'approvisionnement en combustible afin de fixer les prix jusqu'en 2025. Le contrat de transport ferroviaire actuel est en vigueur jusqu'à la fin de 2020 et devrait être renouvelé au quatrième trimestre de 2020. Les nouveaux contrats garantiront l'approvisionnement en combustible jusqu'en 2025.

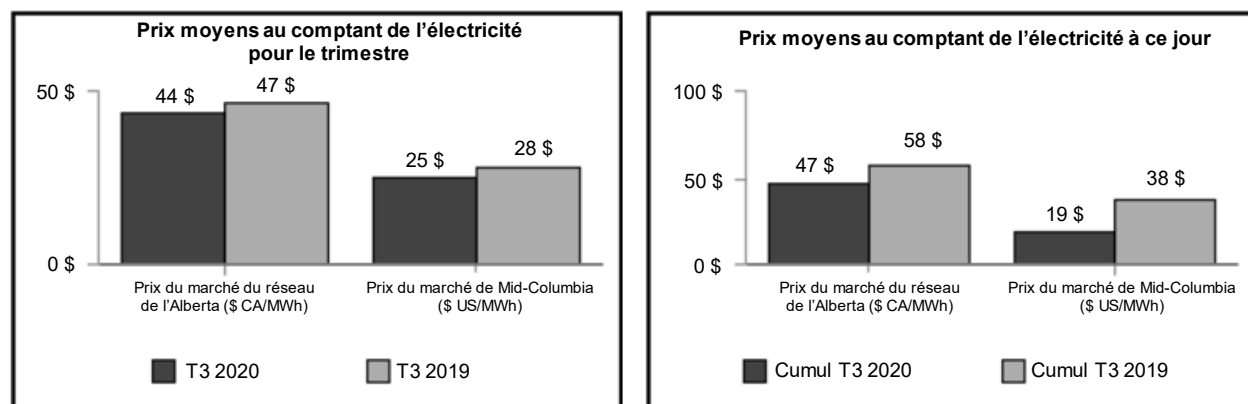
En raison de la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021, notre consommation de charbon prévue devrait continuer à diminuer à mesure que nous passons au gaz comme principale source de combustible, ce qui fera augmenter davantage le coût du charbon et les réductions de valeur futures prévues sur les coûts du combustible.

Prix du marché

En 2020, la diminution de la demande dans le contexte de la COVID-19 et la faiblesse des prix du pétrole ont entraîné une baisse des prix pour le trimestre considéré et pour la période depuis le début de l'exercice par rapport aux périodes correspondantes de 2019. Pour le reste de 2020, les prix de l'électricité en Alberta risquent toujours d'être inférieurs à ceux de 2019, en raison de la baisse de la demande liée à la pandémie de COVID-19 et de la faiblesse des prix du pétrole ayant une incidence sur les activités dans ce secteur.

Les prix de l'électricité ont été sensiblement plus bas dans le Nord-Ouest Pacifique au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison des prix extrêmement élevés de l'électricité en février et mars 2019 et d'une production hydroélectrique plus importante au cours du deuxième trimestre qui s'est prolongée jusqu'en juillet 2020, ce qui a entraîné une baisse des prix par rapport à ceux de l'exercice précédent. Pour le reste de 2020, les prix de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique devraient être supérieurs à ceux de 2019, en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

Les prix de l'électricité en Ontario devraient être inférieurs à ceux de 2019 en raison de l'incidence de la COVID-19.



Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA du 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. Nos prévisions pour 2020 concernant la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté pour passer de 75 millions de dollars à 85 millions de dollars, et le secteur devrait maintenant contribuer en dégageant une marge brute se situant entre 125 millions de dollars et 135 millions de dollars pour l'exercice.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts pour 2020 devrait être plus élevée que celle de 2019, en raison surtout de la hausse de la dette. Cette hausse est attribuable à l'émission de billets d'un capital global de 800 millions de dollars australiens en octobre 2020, en partie contrebalancée par la baisse des emprunts sur les facilités de crédit.

Dépenses d'investissement de maintien et liées à la productivité

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

Catégorie	Description	Engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2020	
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	29	53	60
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	63	92	105
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	7	5	10
Total des dépenses d'investissement de maintien		99	150	175
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	1	3	7
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		100	153	182

1) Au 30 septembre 2020.

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

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta pour le reste de 2020 comprennent ce qui suit :

- Une interruption pour travaux d'entretien d'envergure planifiés à l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta au cours des troisième et quatrième trimestres de 2020. Ces travaux sont réalisés parallèlement à la conversion au gaz de cette unité.
- Des dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques
- Des dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de 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 Centralia, qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2020 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	700 – 800	250 – 300	950 – 1 100	629

1) Au 30 septembre 2020.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

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

Analyse des résultats financiers consolidés

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

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure, puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. De plus, selon le BAIIA aux fins de comparaison, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- Pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur, le BAIIA aux fins de comparaison est ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ou les profits et les pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.
- 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.

- Nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- Les réductions de valeur des stocks de charbon ne font pas partie de cette mesure, car ce sont des ajustements sans effet de trésorerie qui ne reflètent pas les résultats de nos principales activités lors de la conversion au gaz. Pour faire progresser nos plans de conversion au gaz, il a été décidé d'accélérer la fermeture de la mine pour qu'elle ait lieu en 2021.
- Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces produits d'intérêts à titre de réduction dans les coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.
- Les dépréciations d'actifs (reprises) sont retirées du calcul du BAIIA aux fins de comparaison puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(136)	51	(169)	(14)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	7	16	29	67
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	30	20
Résultat net	(119)	77	(110)	73
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(10)	10	(25)	(23)
Autres (profits) pertes	(2)	6	(2)	18
(Profit) perte de change	(11)	9	(15)	18
Charge d'intérêts nette	56	55	175	161
Amortissement	162	148	481	436
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	3	7	11	19
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	33	30	87	90
Produits d'intérêts australiens	1	1	3	3
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	45	(16)	(1)	(32)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Réduction de valeur des stocks de charbon	22	—	22	—
Dépréciation d'actifs (reprises) ¹	76	(22)	67	(22)
BAIIA aux fins de comparaison	256	305	693	741
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	256	249	693	685

1) La dépréciation d'actifs (reprises) pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 de 76 millions de dollars est liée principalement à la mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance (70 millions de dollars), à la dépréciation d'une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique (2 millions de dollars) et à la dépréciation d'actifs mis hors service découlant des variations des taux d'actualisation des passifs liés au démantèlement et à la remise en état. La dépréciation d'actifs (reprises) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 de 67 millions de dollars est liée principalement à la mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance (70 millions de dollars) et à la dépréciation d'une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique (2 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des reprises de dépréciation d'actifs découlant des variations des taux d'actualisation des passifs liés au démantèlement et à la remise en état de nos actifs mis hors service. Les variations pour les périodes correspondantes de 2019 comprennent une reprise de dépréciation de 151 millions de dollars dans le secteur Centralia, en partie contrebalancée par l'augmentation du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 109 millions de dollars à la mine de Centralia et la radiation de frais de mise en valeur de projets de 18 millions de dollars. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion.

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

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	257	328	592	668
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(94)	(92)	(114)	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	163	236	478	546
Ajustements				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	3	7	11	19
Réduction de valeur des stocks de charbon	22	—	22	—
Divers	5	1	13	3
Fonds provenant des activités d'exploitation	193	244	524	568
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(44)	(25)	(99)	(111)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	(4)	(1)	(7)
Dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(10)	(10)	(30)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(28)	(30)	(73)	(89)
Paievements au titre des obligations locatives	(5)	(5)	(15)	(16)
Divers	—	—	—	(1)
Flux de trésorerie disponibles	106	170	306	314
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	274	282	276	284
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,70	0,87	1,90	2,00
Flux de trésorerie disponibles par action	0,39	0,60	1,11	1,11

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au troisième trimestre de 2019.

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA aux fins de comparaison	256	305	693	741
Provisions et autres	2	3	17	14
Charge d'intérêts	(44)	(45)	(136)	(133)
Charge d'impôt exigible	(19)	(14)	(40)	(28)
Profit (perte) de change réalisé	—	—	9	(7)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(9)	(13)	(24)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	3	4	(6)	5
Fonds provenant des activités d'exploitation	193	244	524	568
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(44)	(25)	(99)	(111)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	(4)	(1)	(7)
Dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(10)	(10)	(30)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(28)	(30)	(73)	(89)
Paiements au titre des obligations locatives	(5)	(5)	(15)	(16)
Divers	—	—	—	(1)
Flux de trésorerie disponibles	106	170	306	314

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au troisième trimestre de 2019.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Fonds provenant des activités d'exploitation – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	193	188	524	512
Flux de trésorerie disponibles – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	106	114	306	258
Fonds provenant des activités d'exploitation par action – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	0,70	0,67	1,90	1,80
Flux de trésorerie disponibles par action – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	0,39	0,40	1,11	0,91

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

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

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie sectoriels¹				
Énergie thermique en Alberta ²	14	117	57	177
Centralia ²	46	30	94	29
Gaz – Amérique du Nord ³	27	29	81	77
Gaz – Australie	33	28	90	87
Énergie éolienne et énergie solaire	32	28	161	134
Hydroélectricité	22	24	72	80
Génération de flux de trésorerie sectoriels	174	256	555	584
Commercialisation de l'énergie	51	30	99	74
Siège social ⁴	(21)	(22)	(72)	(63)
Total des flux de trésorerie sectoriels	204	264	582	595
Total des flux de trésorerie sectoriels – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	204	208	582	539

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

2) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

3) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la rubrique « Stratégie de l'entreprise » du présent rapport de gestion et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions.

4) Comprend les profits et les pertes sur le swap sur rendement total.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, ont diminué de 4 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison de la baisse du rendement du secteur Énergie thermique en Alberta, contrebalancée en grande partie par le rendement accru dans les secteurs Centralia, Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, et Commercialisation de l'énergie. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie sectoriels, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, ont augmenté de 43 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019. L'augmentation des flux de trésorerie sectoriels s'explique principalement par les bons résultats du secteur Centralia attribuables à l'optimisation de la répartition, la production supplémentaire provenant de l'acquisition de la centrale Ada dans le secteur Gaz en Amérique du Nord, une période complète de neuf mois d'exploitation des parcs éoliens Big Level et Antrim dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et la volatilité du marché dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Cette augmentation a été contrebalancée par une baisse des résultats découlant des interruptions planifiées dans le secteur Énergie thermique en Alberta, une diminution de la demande touchant les secteurs Énergie thermique en Alberta et Hydroélectricité, et l'incidence des profits et pertes réalisés sur le swap sur rendement total dans le secteur Siège social. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons enregistré une perte nette de 8 millions de dollars sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions alors qu'à la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons réalisé un profit net de 8 millions de dollars.

Énergie thermique en Alberta¹

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	86,3	96,8	88,8	89,5
Production visée par des contrats (GWh)	1 385	1 700	4 225	5 186
Production marchande (GWh)	873	1 373	3 157	4 395
Total de la production (GWh)	2 258	3 073	7 382	9 581
Capacité installée brute (MW) ²	2 861	3 231	2 861	3 231
Produits des activités ordinaires	157	205	490	626
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	84	99	290	336
Marge brute aux fins de comparaison	73	106	200	290
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	31	34	97	102
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	3	12	10
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	–	(56)	–	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(30)	(30)
BAIIA aux fins de comparaison	47	135	121	264
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	4	7	11
Dépenses d'investissement liées aux mines	5	8	7	18
Entretien d'envergure planifié	19	1	39	33
Total des dépenses d'investissement de maintien	27	13	53	62
Dépenses d'investissement liées à la productivité	–	2	1	5
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	27	15	54	67
Provisions	–	(4)	(8)	(3)
Paiements au titre des obligations locatives	4	3	11	11
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	4	7	12
Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta	14	117	57	177

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta.

2) Les chiffres de 2019 et 2020 comprennent l'unité 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 406 MW, qui a été mise temporairement à l'arrêt. Les chiffres de 2019 comprennent également l'unité 3 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 368 MW, qui a été mise temporairement à l'arrêt, puis mise hors service au troisième trimestre de 2020. De plus, l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee a donné lieu à une réduction nette de capacité de 2 MW survenue au quatrième trimestre de 2019.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA aux fins de comparaison – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	47	79	121	208
Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta – exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ	14	61	57	121

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'interruption à l'unité 6 de la centrale de Sundance pour l'entretien et la conversion au gaz qui a débuté en septembre 2020 et de l'augmentation du nombre de réductions de la capacité nominale et d'interruptions non planifiées. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a été comparable à celle de la période correspondante de 2019.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a diminué respectivement de 815 GWh et 2 199 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2019. Cette baisse de la production est attribuable principalement aux réductions et à l'optimisation de la répartition qui ont entraîné une baisse de la production

marchande des centrales thermiques de l'Alberta découlant d'une baisse de la demande dans le contexte de la COVID-19 et une baisse des activités du secteur du pétrole dans la province. La diminution de la production s'explique également par la baisse de la disponibilité. L'interruption à l'unité 6 de la centrale de Sundance pour l'entretien et la conversion au gaz a également contribué à la baisse de la production au troisième trimestre de 2020.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont diminué respectivement de 48 millions de dollars et 136 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de la baisse de la production marchande.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires par MWh	70 \$	67 \$	66 \$	65 \$
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh	37 \$	32 \$	39 \$	35 \$

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, les produits des activités ordinaires par MWh de production ont augmenté respectivement de 3 \$ par MWh et 1 \$ par MWh, comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2019, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des prix réalisés attribuable à l'optimisation de la production au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables et où les positions de couverture ont minimisé les prix du marché défavorables.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté respectivement de 5 \$ par MWh et 4 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019. Les coûts par MWh ont augmenté en raison des écarts des coûts fixes du charbon qui sont répartis sur un volume plus faible. Par conséquent, la marge brute comparable par MWh pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a reculé respectivement de 2 \$ par MWh et 3 \$ par MWh, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2019.

Nous avons continué de cogénérer avec du gaz naturel, lorsque cela était rentable. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion du charbon, ce qui abaisse nos coûts globaux de combustibles et de conformité liés aux GES.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont diminué respectivement de 3 millions de dollars et 5 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2019, grâce à un contrôle rigoureux des coûts.

Exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a diminué respectivement de 32 millions de dollars et 87 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019. La diminution s'explique en grande partie par la baisse de la demande d'électricité, qui a entraîné une baisse des prix de gros de l'électricité en Alberta se traduisant par une diminution de la production marchande et une réduction des marges.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 12 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2019, ce qui s'explique principalement par l'interruption à l'unité 6 de la centrale de Sundance pour l'entretien et la conversion au gaz. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont diminué de 13 millions de dollars comparativement à celles de la période correspondante de 2019, en raison surtout des réductions des dépenses d'investissement liées aux mines à l'approche de la fin de la durée d'utilité de la mine.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta pour la période close le 30 septembre 2020, exclusion faite des indemnités de résiliation de CAÉ, ont diminué de 47 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, surtout en raison de la hausse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité et de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie ont diminué de 64 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout d'une baisse de la production marchande, contrebalancée en partie par des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité moins élevées.

Centralia¹

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	88,4	93,8	69,8	68,7
Disponibilité ajustée (%) ²	92,9	93,8	88,4	81,5
Volume des ventes contractuelles (GWh)	840	839	2 499	2 489
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 705	2 494	2 976	5 065
Achats d'électricité (GWh)	(956)	(997)	(2 780)	(2 847)
Total de la production (GWh)	1 589	2 336	2 695	4 707
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	147	161	326	392
Combustible et achats d'électricité	82	107	167	295
Marge brute aux fins de comparaison	65	54	159	97
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	15	18	46	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	4	3
BAIIA aux fins de comparaison	49	35	109	44
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	3	2
Entretien d'envergure planifié	—	(1)	7	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	1	—	10	5
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	1	—	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	1	1	10	6
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	4	5	9
Flux de trésorerie du secteur Centralia	46	30	94	29

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

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

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a été comparable à celle de la période correspondante de 2019. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a augmenté en regard de celle de la période correspondante de 2019, en raison d'une baisse des réductions de la capacité nominale en 2020. Au premier trimestre de 2019, la centrale de Centralia a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur. Cette réduction de la capacité nominale a été résolue lorsque l'unité a été mise hors service au deuxième trimestre de 2019.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a diminué respectivement de 747 GWh et 2 012 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2019. Cette diminution est attribuable en grande partie à la baisse des prix marchands et au calendrier d'optimisation de la répartition. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service jusqu'en avril en raison de la hausse des prix dans le Nord-Ouest Pacifique, tandis qu'en 2020, en raison d'une baisse saisonnière des prix, ces deux unités ont été mises hors service en février et en mars et ont été remises en service à la mi-juillet 2020.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont diminué respectivement de 3 millions de dollars et 4 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2019, grâce à un contrôle rigoureux des coûts et au fait que les unités étaient mises en veille pendant le deuxième trimestre de 2020.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le BAIIA aux fins de comparaison est revenu à un niveau normalisé. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 14 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, en raison surtout des achats d'électricité à plus bas prix. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 65 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, en raison notamment des conséquences d'un événement isolé de prix extrême survenu en mars 2019, au cours duquel 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 outre, le BAIIA aux fins de comparaison en 2020 a tiré parti de l'optimisation de la répartition et du raffermissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 sont comparables à celles de la période correspondante de 2019. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2019, du fait surtout des travaux d'entretien planifiés en 2020 durant la mise en veille d'unités.

Les flux de trésorerie du secteur Centralia pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont augmenté respectivement de 16 millions de dollars et 65 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé, en partie contrebalancé par la hausse des dépenses d'investissement de maintien.

Gaz – Amérique du Nord¹

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	92,2	93,4	96,4	94,0
Production visée par des contrats (GWh)	482	400	1 391	1 260
Production marchande (GWh) ²	12	15	(39)	115
Total de la production (GWh)	494	415	1 352	1 375
Capacité installée brute (MW) ³	974	945	974	945
Produits des activités ordinaires	59	54	168	181
Combustible et achats d'électricité	17	14	45	57
Marge brute aux fins de comparaison	42	40	123	124
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	11	37	33
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	–	1	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	(1)	–	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	29	30	85	91
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	–	3	8
Entretien d'envergure planifié	1	1	1	6
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	1	4	14
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord	27	29	81	77

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale Ada au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la rubrique « Stratégie de l'entreprise » du présent rapport de gestion et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions.

2) Comprend les achats d'électricité utilisés pour l'optimisation de la répartition lorsque cela était rentable.

3) La capacité installée brute de l'exercice 2020 comprend l'acquisition de la centrale Ada d'une capacité de 29 MW au deuxième trimestre de 2020. Les deux exercices comprennent la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui était comptabilisée à titre de contrat de location-financement avant novembre 2019, et la portion que nous détenons dans la centrale de Poplar Creek en tant que partie intégrante des mesures de notre capacité brute.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia et d'interruptions planifiées à la centrale de Fort Saskatchewan et à la centrale Ada en 2020. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2019, surtout en raison de la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à nos centrales de Sarnia et d'Ottawa, en partie contrebalancée par les interruptions planifiées à la centrale de Fort Saskatchewan et à la centrale Ada en 2020.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a augmenté de 79 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'ajout de la centrale Ada et d'une hausse de la demande de la clientèle à la centrale de Sarnia, le tout en partie contrebalancé par une baisse de la demande du marché. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a diminué de 23 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2019, surtout en raison de la baisse de la demande du marché en Ontario en 2020, en partie contrebalancée par l'ajout de la centrale Ada et la hausse de la demande de la clientèle à la centrale de Sarnia. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont augmenté respectivement de 2 millions de dollars et 4 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2019, en raison de la renégociation du contrat d'entretien de Fort Saskatchewan, pour lequel nous n'avons plus de disposition de transfert, et de l'ajout de la nouvelle centrale Ada.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 est demeuré comparable à celui de la période correspondante de 2019 et le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a diminué de 6 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, en raison principalement d'une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2019. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont diminué de 10 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2019, en raison notamment d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison principalement du calendrier des dépenses d'investissement. Les flux de trésorerie pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, la baisse des dépenses d'investissement ayant été contrebalancée en partie par un recul du BAIIA aux fins de comparaison.

Gaz – Australie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	96,5	97,7	94,2	89,9
Production visée par des contrats (GWh)	425	450	1 344	1 369
Capacité installée brute (MW)	450	450	450	450
Produits des activités ordinaires	43	39	121	120
Combustible et achats d'électricité	2	1	5	3
Marge brute aux fins de comparaison	41	38	116	117
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	9	23	27
BAIIA aux fins de comparaison	34	29	93	90
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Entretien d'envergure planifié	1	1	3	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	1	1	3	3
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie	33	28	90	87

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2019, ce qui s'explique notamment par le calendrier des interruptions planifiées. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a augmenté en regard de celle de la période correspondante de 2019, essentiellement en raison des interruptions non planifiées en 2019.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a diminué comparativement à celle des périodes correspondantes de 2019, ce qui est principalement attribuable à l'évolution de la demande de la clientèle à la centrale de South Hedland. Les variations de la production n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a augmenté respectivement de 5 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison du moment de la comptabilisation des frais juridiques et du raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont augmenté respectivement de 5 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	93,2	93,9	94,9	94,7
Production visée par des contrats (GWh)	504	396	1 976	1 671
Production marchande (GWh)	213	174	814	578
Total de la production (GWh)	717	570	2 790	2 249
Capacité installée brute (MW) ¹	1 495	1 382	1 495	1 382
Produits des activités ordinaires	58	53	232	201
Combustible et achats d'électricité	5	4	14	11
Marge brute aux fins de comparaison	53	49	218	190
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	12	40	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	2	7	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	(4)
BAIIA aux fins de comparaison	36	35	171	151
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	—	1	—	1
Entretien d'envergure planifié	4	4	9	9
Total des dépenses d'investissement de maintien	4	5	9	10
Paiements au titre des obligations locatives	—	2	1	2
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	—	—	1
Divers	—	—	—	4
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	32	28	161	134

1) La capacité installée brute de 2020 comprend l'ajout, à la fin de décembre, de Big Level et d'Antrim, contrebalancé en partie par une réduction du nombre de turbines éoliennes attribuable aux incendies de tour survenus aux parcs éoliens du Wyoming et de Summerview.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a été comparable à celle des périodes correspondantes de 2019.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a augmenté respectivement de 147 GWh et 541 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de la mise en service des parcs éoliens Big Level et Antrim en décembre 2019 et des ressources éoliennes abondantes dans toutes les régions, particulièrement en ce qui concerne les centrales éoliennes en Alberta.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 était comparable à celui de la période correspondante de 2019. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a augmenté de 20 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, en raison principalement de l'ajout des parcs éoliens Big Level et Antrim et de la hausse de la production, le tout en partie contrebalancé par l'indemnité d'assurance reçue en 2019, la baisse des prix en Alberta et l'expiration prévue en 2019 de certains incitatifs du Programme d'encouragement à la production éolienne.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont augmenté respectivement de 4 millions de dollars et 27 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Production				
Énergie visée par des contrats				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta (GWh) ¹	553	578	1 367	1 313
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	112	106	279	266
Énergie marchande				
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	36	30	67	58
Total de la production d'énergie (GWh)	701	714	1 713	1 637
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	642	732	2 231	2 301
Capacité installée brute (MW)	925	926	925	926
Produits des activités ordinaires				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Énergie	29	28	69	84
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Services auxiliaires	11	17	55	74
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta ³	15	15	45	43
Autres produits des activités ordinaires ⁴	13	12	36	35
Total des produits des activités ordinaires bruts	68	72	205	236
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁵	(27)	(32)	(84)	(110)
Produits des activités ordinaires	41	40	121	126
Combustible et achats d'électricité	5	3	9	6
Marge brute aux fins de comparaison	36	37	112	120
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	8	28	26
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	1	1	2
BAlIA aux fins de comparaison	28	28	83	92
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	4	1	6	3
Entretien d'envergure planifié	1	1	4	6
Total des dépenses d'investissement de maintien	5	2	10	9
Dépenses d'investissement liées à la productivité	–	1	–	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	5	3	10	10
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	1	1	2
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	22	24	72	80

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

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

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

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

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

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a été comparable à celle de la période correspondante de 2019. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a augmenté de 76 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2019, essentiellement en raison d'une hausse des ressources hydriques.

Les volumes des services auxiliaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont diminué respectivement de 90 GWh et 70 GWh comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2019. Cette diminution s'explique essentiellement par le fait que l'AESO a obtenu des volumes moins élevés de services auxiliaires en 2020. En outre, les conditions de marché relatives aux services auxiliaires se sont affaiblies, notamment en raison de la COVID-19 et de la baisse des activités dans le secteur du pétrole.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires bruts par MWh				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Énergie (\$/MWh)	53 \$	48 \$	51 \$	64 \$
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	17 \$	23 \$	25 \$	32 \$

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, les produits de l'énergie par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont augmenté d'environ 5 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2019. Malgré la légère baisse des prix marchands en Alberta au troisième trimestre de 2020, l'optimisation de la répartition des centrales s'est traduite par une augmentation des prix de l'énergie réalisés.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les produits de l'énergie par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont diminué d'environ 13 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, ce qui s'explique par une diminution des prix de l'énergie réalisés en Alberta.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, les produits des services auxiliaires par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont diminué respectivement d'environ 6 \$ par MWh et 7 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019. La baisse des prix réalisés est principalement attribuable aux conditions du marché défavorables en Alberta en 2020. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2020» du présent rapport de gestion.

Le total des produits des activités ordinaires bruts pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 a été comparable à celui de la période correspondante de 2019. Le total des produits des activités ordinaires bruts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a reculé de 31 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, les produits de l'énergie et les produits des services auxiliaires ayant reculé sous l'effet de la baisse des prix en Alberta et de la baisse de la demande de produits auxiliaires, le tout en partie contrebalancé par une hausse des ressources hydriques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 était comparable à celui de la période correspondante de 2019. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 a diminué de 9 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2019, les produits de l'énergie et les produits des services auxiliaires ayant reculé sous l'effet de la baisse des prix en Alberta et d'un ajustement des pertes en ligne attribuées par l'AESO de l'exercice précédent, le tout en partie contrebalancé par une hausse de la production.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2019, en raison du calendrier des interruptions planifiées. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, surtout en raison du calendrier des dépenses d'investissement de maintien. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie ont diminué de 8 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	58	36	114	85
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	5	24	22
BAIIA aux fins de comparaison	49	31	90	63
Déduire :				
Provisions et autres	(2)	1	(9)	(11)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	51	30	99	74

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 a augmenté respectivement de 18 millions de dollars et 27 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019. Ces résultats s'expliquent principalement par la volatilité du marché découlant de phénomènes météorologiques extrêmes en Californie au cours du trimestre ainsi que par le rendement solide et soutenu attribuable aux stratégies à court terme mises en place dans diverses régions géographiques, tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ont augmenté respectivement de 21 millions de dollars et 25 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	16	17	59	51
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1	—	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	2
BAIIA aux fins de comparaison	(16)	(18)	(59)	(54)
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	4	3	10	8
Total des dépenses d'investissement de maintien	4	3	10	8
Paiements au titre des obligations locatives	1	1	3	3
Divers	—	—	—	(2)
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(21)	(22)	(72)	(63)

Les frais généraux du secteur Siège social pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2019. Les frais généraux du secteur Siège social pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont augmenté de 5 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2019. Ces variations sont principalement attribuables aux profits et pertes réalisés sur le swap sur rendement total. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions à l'intention du personnel est fixée en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(21)	(22)	(72)	(63)
(Profits) pertes réalisés sur swap sur rendement total	—	1	8	(8)
Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés	(21)	(21)	(64)	(71)

Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les frais généraux du secteur Siège social pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2019, ce qui est conforme à nos attentes. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les frais généraux du secteur Siège social pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont diminué de 7 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, principalement en raison de la baisse des frais juridiques, des coûts de main-d'œuvre et des frais de déplacement, le tout en partie contrebalancé par des frais supplémentaires à l'appui de projets de croissance et de mise en valeur.

Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont souvent plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, alors qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans le Nord-Ouest Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Centralia. 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.

	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020
Produits des activités ordinaires	609	606	437	514
BAIIA aux fins de comparaison	243	220	217	256
Fonds provenant des activités d'exploitation	189	172	159	193
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	66	27	(60)	(136)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,24	0,10	(0,22)	(0,50)
	T4 2018	T1 2019	T2 2019	T3 2019
Produits des activités ordinaires	622	648	497	593
BAIIA aux fins de comparaison	265	221	215	305
Fonds provenant des activités d'exploitation	217	169	155	244
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(122)	(65)	—	51
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,43)	(0,23)	—	0,18

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

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

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

- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché au cours des neuf premiers mois de 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la baisse des prix du pétrole
- Pertes de change importantes au premier trimestre de 2020 et profits de change aux deuxième et troisième trimestres de 2020
- Profits liés à l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee au quatrième trimestre de 2019

- Répercussions de la dépréciation d'actifs et de reprises de dépréciation d'actifs aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2020 et aux troisième et quatrième trimestres de 2019 et de la dépréciation d'actifs au quatrième trimestre de 2018
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs au troisième trimestre de 2020 et de 2019
- Modification des taux d'imposition en Alberta au deuxième trimestre de 2019
- Paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek qui est entré en vigueur en janvier 2019
- Comptabilisation du montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019

Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation.

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

Douze mois clos les	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	713	757
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ	—	(56)
Ajouter : intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	179	166
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	892	867
Intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts	185	172
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20
Intérêts ajustés	205	192
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,4	4,5

1) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019. Ces montants sont utilisés pour calculer les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de douze mois ayant pris fin, en additionnant les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice concerné et les fonds provenant des activités d'exploitation de 2019, puis en soustrayant les fonds provenant des activités d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent. Se reporter également la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Bien que les deux périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio a diminué légèrement en 2020 par rapport à celui de 2019, principalement en raison de la hausse des intérêts ajustés.

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

Aux	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	713	757
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ¹	—	(56)
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajusté¹	693	681
Dettes à long terme à la fin de la période ³	3 063	3 212
Titres échangeables	329	326
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(270)	(411)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	(10)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(11)	(7)
Dettes nettes ajustées	3 571	3 581
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	19,4	19,0

1) Douze derniers mois.

2) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019. Ces montants sont utilisés pour calculer les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de douze mois ayant pris fin, en additionnant les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice concerné et les fonds provenant des activités d'exploitation de 2019, puis en soustrayant les fonds provenant des activités d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent. Se reporter également la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 septembre 2020 et au 31 décembre 2019.

Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée a augmenté légèrement en raison d'une baisse de la dette nette ajustée comparativement à celle de 2019.

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté

Aux	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Dettes nettes ajustées	3 571	3 581
BAIIA aux fins de comparaison ¹	936	984
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ¹	—	(56)
BAIIA aux fins de comparaison ajusté¹	936	928
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,8	3,9

1) Douze derniers mois.

Notre ratio cible de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté est demeuré stable par rapport à celui de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé

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

Aux	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 063	3 212
Titres échangeables	329	326
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(270)	(411)
Ajouter : trésorerie et flux de trésorerie de TransAlta Renewables ²	24	63
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	(10)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ³	(11)	(7)
Déduire : dette nette à long terme de TransAlta Renewables	(816)	(961)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ⁴	(140)	(145)
Dette nette déconsolidée	2 639	2 538
BAIIA aux fins de comparaison ⁵	936	984
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁵	—	(56)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁵	(454)	(438)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁵	(56)	(80)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁵	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ⁵	16	37
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵	593	598
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵ (multiple)	4,5	4,2

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

2) Au deuxième trimestre de 2020, nous avons ajusté le calcul afin de supprimer la partie des liquidités relative à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables pour tenir compte de la trésorerie déconsolidée. Les périodes antérieures ont également été mises à jour.

3) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019.

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

5) Douze derniers mois.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé a augmenté par rapport à celui de 2019, du fait notamment de soldes de trésorerie moins élevés et de l'incidence du change sur notre dette libellée en dollars américains.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a une politique en matière de dividendes qui a pour objectif de retourner aux actionnaires de 10 % à 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta en harmonisant les rendements aux actionnaires avec les actifs détenus directement par TransAlta. Cette mesure n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

	Trois mois clos le 30 sept. 2020			Trois mois clos le 30 sept. 2019		
	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	257	65		328	75	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(94)	(7)		(92)	(26)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	163	58		236	49	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	3	–		7	–	
Réduction de valeur des stocks de charbon	22	–		–	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(13)		–	(9)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	38		–	34	
Divers	5	–		1	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	193	83	110	244	74	170
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Distributions au partenaire de TA Cogen			(8)			(12)
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			–			(56)
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			140			140

	Neuf mois clos le 30 sept. 2020			Neuf mois clos le 30 sept. 2019		
	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés	TransAlta - Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidés
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	592	218		668	258	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(114)	(30)		(122)	(48)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	478	188		546	210	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	–		19	–	
Réduction de valeur des stocks de charbon	22	–		–	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(31)		–	(48)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	120		–	107	
Divers	13	–		3	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	524	277	247	568	269	299
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			113			113
Distributions au partenaire de TA Cogen			(12)			(33)
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ			–			(56)
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			348			323

Situation financière

Le tableau suivant présente le sommaire des soldes de compte tirés des états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019 :

Aux	30 sept. 2020	31 déc. 2019	Augmentation (diminution)
Actifs			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	270	411	(141)
Créances clients et autres débiteurs	485	462	23
Stocks	258	251	7
Actifs détenus en vue de la vente	107	—	107
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	802	806	(4)
Immobilisations corporelles, montant net	5 889	6 207	(318)
Immobilisations incorporelles	328	318	10
Autres ¹	1 091	1 053	38
Total de l'actif	9 230	9 508	(278)
Passif et capitaux propres			
Dettes fournisseurs et charges à payer	509	413	96
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes et non courantes)	3 063	3 212	(149)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	616	546	70
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	138	110	28
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 663	2 961	(298)
Autres ²	2 241	2 266	(25)
Total du passif et des capitaux propres	9 230	9 508	(278)

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, le goodwill, les actifs d'impôt différé et d'autres actifs.

2) Comprend les impôts sur le résultat à payer, les dividendes à verser, les titres échangeables, les passifs sur contrat, les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants, les passifs d'impôt différé et les participations ne donnant pas le contrôle.

Les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta se présentent comme suit :

- Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la variation de la trésorerie au cours de la période.
- L'augmentation des créances clients et autres débiteurs est surtout attribuable au calendrier des encaissements des montants dus par les clients, en partie contrebalancé par une baisse des paiements au titre de garanties.
- Les stocks ont augmenté principalement en raison d'une hausse des tonnes de charbon à la centrale de Centralia découlant de l'optimisation de la répartition qui a commencé dès février 2020 (19 millions de dollars) ainsi que d'une augmentation des stocks de crédits d'émission (24 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par une réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale (22 millions de dollars).
- Les actifs détenus en vue de la vente ont trait principalement à la vente du gazoduc Pioneer (se reporter à la rubrique «Stratégie de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions).
- La baisse des actifs de gestion du risque, déduction faite des passifs de gestion du risque, est attribuable surtout à des règlements de contrats, pratiquement tous contrebalancés par les variations des prix du marché et des taux de change.
- La diminution des immobilisations corporelles s'explique par l'amortissement (507 millions de dollars) et le reclassement du gazoduc et de matériel minier dans les actifs détenus en vue de la vente (107 millions de dollars) et la dépréciation d'actifs (72 millions de dollars), lesquels ont été en partie contrebalancés par des acquisitions (276 millions de dollars) liées aux actifs en construction pour la conversion au gaz, au parc éolien de Windrise, au projet de stockage à batteries WindCharger, à la centrale de cogénération de Kaybob, aux terrains et aux dépenses d'entretien d'envergure planifié. Nos immobilisations corporelles ont également été fortement touchées en raison des variations des taux de change (augmentation de 40 millions de dollars) et la révision nette des provisions pour frais de démantèlement du fait des variations des flux de trésorerie et des taux d'actualisation (56 millions de dollars).

- L'augmentation des immobilisations incorporelles est attribuable à l'acquisition de la centrale Ada (37 millions de dollars) et aux acquisitions au titre de projets de maintien (8 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par l'amortissement (38 millions de dollars).
- L'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer s'explique principalement par le calendrier de paiement des dettes fournisseurs d'exploitation.
- La diminution des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives découle de la baisse des emprunts sur les facilités de crédit (117 millions de dollars) et des remboursements de la dette (61 millions de dollars), en partie compensés par les variations des soldes impayés résultant du raffermissement du dollar américain (27 millions de dollars).
- L'augmentation de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions s'explique surtout par la révision des flux de trésorerie estimés (70 millions de dollars), la désactualisation (23 millions de dollars) et le raffermissement du dollar américain (9 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par les variations des taux d'actualisation (19 millions de dollars) et des passifs réglés (13 millions de dollars).
- La diminution des capitaux propres attribuables aux actionnaires découle essentiellement des pertes nettes pour la période (139 millions de dollars), des paiements de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (65 millions de dollars), des pertes nettes sur les couvertures de flux de trésorerie (33 millions de dollars), des pertes sur des placements à la juste valeur (51 millions de dollars), des pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies (12 millions de dollars), des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (21 millions de dollars) et de l'incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (11 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par des profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (29 millions de dollars).

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente le rapprochement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au début de la période à ceux de la fin de la période :

	Neuf mois clos les 30 sept.		Augmentation (diminution)
	2020	2019	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	411	89	322
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	592	668	(76)
Activités d'investissement	(368)	(321)	(47)
Activités de financement	(369)	(109)	(260)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	4	(1)	5
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	270	326	(56)

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de la baisse des produits des activités ordinaires en 2020.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de ce qui suit :

- Variations de nos liquidités soumises à restrictions (49 millions de dollars), augmentation de la trésorerie utilisée pour les activités de construction (36 millions de dollars) et hausse du fonds de roulement hors trésorerie liée au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (31 millions de dollars);
- le tout contrebalancé par la baisse de la trésorerie utilisée pour les acquisitions (TransAlta a fait l'acquisition de la centrale Ada pour 37 millions de dollars en 2020, alors qu'elle a fait l'acquisition du parc éolien Antrim pour 32 millions de dollars et du gazoduc Pioneer pour 83 millions de dollars en 2019).

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de ce qui suit :

- 350 millions de dollars ont été fournis en 2019 lors de l'émission des titres échangeables;
- contrebalancés par la baisse des remboursements de la dette (72 millions de dollars) en raison des paiements moins élevés au titre des facilités de crédit (62 millions de dollars) et de la diminution des remboursements de principal prévus sur la dette à l'égard des projets (10 millions de dollars);
- et la diminution de 16 millions de dollars des distributions versées aux actionnaires ne détenant pas le contrôle.

Capital financier

Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 sept. 2020		31 déc. 2019	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	648	9	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	930	14	905	13
Titres échangeables	329	5	326	5
Divers	7	–	9	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(246)	(4)	(348)	(5)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	(11)	–	(10)	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(11)	–	(7)	–
Dette avec recours, à l'exclusion du financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	1 646	24	1 522	22
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	140	2	145	2
Dette sans recours	399	6	426	6
Obligations locatives	123	2	119	2
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	2 308	34	2 212	32
TransAlta Renewables				
Facilité de crédit	103	1	220	3
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(24)	–	(63)	(1)
Dette avec recours	79	1	157	2
Dette sans recours	691	10	718	10
Obligations locatives	22	–	23	–
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	792	11	898	12
Total de la dette nette consolidée	3 100	45	3 110	44
Participations ne donnant pas le contrôle	1 107	16	1 101	15
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 944	43	2 978	42
Actions privilégiées	942	14	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 223)	(18)	(959)	(14)
Total du capital	6 870	100	7 172	100

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce aux contrats à long terme et aux positions couvertes. À la fin du trimestre, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 270 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

En octobre 2020, la Société a conclu un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de son exploitation à la centrale de South Hedland et elle a également reçu la deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement fait par Brookfield. Nous avons également accès à des capitaux supplémentaires grâce au financement possible de projets d'actifs existants qui sont actuellement non grevés. Entre 2020 et 2022, un montant de 1,2 milliard de dollars de la dette

contractée par la Société viendra à échéance, qui comprend un montant d'environ 947 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Pour ce qui est de la dette qui viendra à échéance en 2020, nous prévoyons utiliser nos liquidités et nos facilités de crédit existantes tandis que nous prévoyons refinancer la dette qui viendra à échéance en 2022.

Les facilités de crédit de la Société sont présentées dans le tableau suivant :

Au 30 septembre 2020	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels		
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	421	—	829	T2 2023
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada ³	240	233	—	7	T2 2022
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	90	103	507	T2 2023
Total	2 190	744	103	1 343	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2020, nous avons consenti des garanties au comptant de 25 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 110 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 90 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

3) L'une des facilités de crédit bilatérales de 80 millions de dollars vient à échéance au deuxième trimestre de 2021.

Le raffermissement du dollar américain a augmenté nos soldes de dette à long terme de 27 millions de dollars au 30 septembre 2020. 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 sept. 2020
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	12
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	5
Couvertures économiques et autres	6
Non couvert	4
Total	27

Capital social

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

Aux	3 nov. 2020	30 sept. 2020	31 déc. 2019
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	274,2	274,2	277,0
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 septembre 2020, nous détenons une participation de 60,1 % (60,5 % au 30 septembre 2019) 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. TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés jusqu'à nouvel ordre. Par conséquent, le dividende payable le 30 octobre 2020 aux actionnaires inscrits au 15 octobre 2020 sera

le dernier versement de dividende admissible au réinvestissement par les actionnaires participants en vertu du régime de réinvestissement des dividendes. Les dividendes subséquents seront uniquement versés en espèces.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 septembre 2019), qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée à deux combustibles, ou qui possède une participation dans ces centrales.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 s'élève respectivement à 7 millions de dollars et 29 millions de dollars, une diminution de 9 millions de dollars et de 38 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019. Le résultat de TransAlta Renewables a diminué en raison surtout d'une baisse des produits des activités ordinaires, d'une diminution des produits financiers, d'une augmentation des pertes latentes attribuable aux variations de la juste valeur des placements dans des filiales de TransAlta et d'une augmentation de la charge d'impôt exigible, contrebalancées par les profits de change résultant du raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien. Les résultats réalisés par TA Cogen pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont également reculé par rapport à la période correspondante de 2019, en raison de la baisse de la marge brute découlant de l'interruption planifiée en vue de la conversion à un système à deux combustibles de la centrale de Sheerness et de la faiblesse de la demande du marché en Alberta.

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Intérêt sur la dette	39	40	121	123
Intérêt sur les titres échangeables	7	7	22	12
Produits d'intérêts	(2)	(4)	(7)	(9)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(2)	(4)	(4)
Intérêts sur les obligations locatives	2	1	6	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	4	4	13	11
Divers	—	3	1	7
Désactualisation des provisions	8	6	23	18
Charge d'intérêts nette	56	55	175	161

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la charge d'intérêts nette a augmenté, principalement en raison des intérêts sur les titres échangeables, de la hausse des intérêts sur les obligations locatives attribuable aux contrats de location comptabilisés au quatrième trimestre de 2019 et de la hausse de la désactualisation des provisions attribuable aux modifications apportées à la provision pour frais de démantèlement estimative au second semestre de 2019. L'augmentation de la charge d'intérêts a été contrebalancée en partie par la résiliation du passif sur contrat lié à l'unité 3 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2019, qui renfermait une composante financement importante. Pour plus de précisions sur les modifications à l'estimation de la provision pour frais de démantèlement estimative, se reporter à la note 3 A) IV) des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» de notre rapport de gestion annuel de 2019 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Marché de l'électricité de l'Alberta après le CAÉ

Le gouvernement de l'Alberta a terminé son examen de la politique sur l'atténuation du pouvoir de marché sur le marché de l'électricité de l'Alberta et a déterminé que l'ajout de nouvelles mesures d'atténuation aux mécanismes du marché actuel de l'Alberta n'est pas nécessaire. L'annonce du gouvernement réduit l'incertitude liée à la réglementation et fournit des précisions supplémentaires sur le marché pour les nouveaux investissements, les CAÉ venant à échéance à la fin de 2020.

Incidence de la COVID-19 sur les processus réglementaires et la publication de rapports sur l'environnement

En raison de la COVID-19, tous les exploitants de réseaux électriques intégrés d'Amérique du Nord ainsi que la Federal Energy Regulatory Commission ont demandé à leur personnel de travailler de la maison, à l'exception du personnel chargé de l'exploitation des réseaux. Actuellement, la plupart des membres du personnel sont retournés au travail et la majorité des processus de consultation en personne qui étaient prévus continuent de se faire virtuellement. Initialement, ces mesures ont ralenti les procédures; toutefois, la plupart des activités ont repris leur cours normal et les retards accumulés depuis le printemps se résorbent. Les activités normales du marché n'ont pas été touchées. Les consultations et les activités connexes se déroulent maintenant en ligne et s'adaptent à la nouvelle normalité, les travaux et les décisions étant en voie de respecter le calendrier d'avant la COVID-19.

En raison de la COVID-19, les gouvernements albertain, ontarien et fédéral avaient reporté la publication de l'information financière. Le calendrier régulier de la publication de rapports est désormais rétabli. TransAlta a présenté toutes les informations exigées par la réglementation sur la déclaration des émissions de carbone. Le gouvernement fédéral a déterminé que le programme des normes de rendement à l'égard des émissions («programme NRE») de l'Ontario respecte les exigences de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*. Les grands émetteurs de l'Ontario sont tenus de faire rapport conformément au programme NRE pour l'année de conformité 2021. Le système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral et le programme NRE sont très similaires et ont recours aux mêmes plateformes de déclaration, de sorte que les changements dans les activités devraient être minimes.

Autre analyse consolidée

Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

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

I. 2020

Unité 3 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. Se reporter à la note 3 F) des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2020. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à un examen après la construction des ressources hydrauliques, ce qui a entraîné une révision de la production prévue à une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique.

Les dépréciations susmentionnées ont été contrebalancées par une reprise de dépréciation d'actifs liée à des changements dans le passif lié au démantèlement de la mine de Centralia et de l'unité 1 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et qui ont atteint la fin de leur durée d'utilité. Se reporter à la note 1 B) des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions.

II. 2019

Centrale de Centralia

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

prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant des renégociations de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Centralia. Pour plus de précisions sur l'évaluation et les principales hypothèses, se reporter à la note 7 des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

Au troisième trimestre de 2019, la Société a augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia de 109 millions de dollars puisque la direction ne croyait plus que Coalview Centralia, LLC («Coalview») serait en mesure de terminer les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état comme il avait été proposé initialement. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement a donné lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 109 millions de dollars au poste Imputations pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

III. Frais de mise en valeur de projets

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 18 millions de dollars liés à des projets qui ne sont plus en cours.

Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2019, en 2020, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et de livraison	—	2	11	5	3	4	25
Transport	—	3	5	5	5	7	25
Total	—	5	16	10	8	11	50

Contrats de gaz naturel et de livraison

La Société a des contrats d'achat de gaz naturel à prix ou à volume fixe et des contrats de transport. Le tableau ci-dessus tient compte du différentiel de prix ou de volume fixe dans les contrats de gaz naturel et de livraison, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. En plus des engagements susmentionnés, à la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, un contrat de 15 ans a été négocié pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel d'ici 2023. Ce contrat remplacerait l'engagement actuel de la Société d'acheter 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui reste en place jusqu'à la clôture de la transaction.

Transport

Les montants au poste Transport du tableau ci-dessus tiennent compte du différentiel dans les contrats de capacité de transport et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

Éventualités

Pour plus de détails sur les éventualités importantes en cours, se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport de gestion de 2019 contenu dans le rapport intégré annuel de 2019. Les changements à ces éventualités pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 sont présentés ci-après :

I. Procédure visant une règle relative aux pertes en ligne

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes en ligne devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes en ligne, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. L'AUC a rendu une décision exposant la méthode à utiliser rétroactivement, de sorte que la Société pouvait estimer la somme rétroactive

potentielle totale qu'elle risquait de devoir payer relativement à sa production d'énergie ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La facture unique liée aux ajustements historiques devait être transmise en avril 2021, le règlement en espèces étant prévu en juin 2021. La provision précédente, qui était basée sur des données connues, était d'environ 12 millions de dollars.

L'AESO a demandé à l'AUC d'approuver un règlement de «facturation à l'utilisation», au lieu de l'établissement d'une seule facture. Cette forme de règlement permettrait à l'AESO d'émettre une facture pour chaque année historique au fur et à mesure que les facteurs de pertes en ligne sont recalculés, augmentant certains frais pour 2020. L'AUC s'est récemment prononcée sur la demande de l'AESO et a approuvé un processus de règlement des factures qui sera divisé en trois périodes (de 2006 à 2009, de 2010 à 2013 et de 2014 à 2016).

Nous avons reçu la première facture (de 2014 à 2016) pour les pertes en ligne le 22 octobre 2020, payable avant la fin de l'exercice considéré, et nous attendons à ce que les deux autres factures soient établies en 2021. Le montant net dû pour la période considérée est d'environ 6 millions de dollars.

L'encours total au titre des pertes en ligne (y compris le montant de 6 millions de dollars susmentionné) est estimé à environ 14 millions de dollars. Bien que nous fassions relativement confiance au calcul de l'AESO pour la première facture, le montant des deux autres factures reste susceptible de faire l'objet de révisions et de modifications.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans un litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») concernant 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 valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Cette affaire devrait être instruite à partir du 3 mai 2021 plutôt que du 15 juin 2020, mais elle pourrait être reportée encore selon l'ampleur des restrictions toujours en vigueur du fait de la pandémie de COVID-19.

La Société était partie à un second litige portant sur les réclamations de FMG contre TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclamait certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclamait le remboursement de certains coûts non réglés. Le 9 septembre 2020, le litige a été réglé et rejeté par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale, donnant lieu à un versement de 6 millions de dollars américains à TransAlta.

III. Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») 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 de TransAlta Corporation alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tente de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été reportée et le procès de deux semaines (possiblement trois) débutera le 19 avril 2021, plutôt qu'en septembre 2020. Elle pourrait être reportée encore selon l'ampleur des restrictions en vigueur du fait de la pandémie de COVID-19.

IV. Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel devrait être entendu le 8 avril 2021. TransAlta pense que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

V. Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta Generation Partnership («TAGP») a invoqué un cas de force majeure conformément au Contrat d'achat d'électricité de Keephills (le «CAÉ»). ENMAX, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure. Le Balancing Pool a eu gain de cause devant les tribunaux en faisant valoir qu'il a le droit, conformément au CAÉ, de commencer une procédure arbitrale, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ, ENMAX. Par conséquent, l'audience d'arbitrage concernant ce cas de force majeure reprendra et devrait se dérouler avant la fin de l'année 2021.

Méthodes et estimations comptables critiques

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

La durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Pour une description des risques supplémentaires identifiés par suite de la pandémie, se reporter à la note 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2020 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date.

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.

Changements dans les estimations

Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements d'équipement. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 70 millions de dollars. Cela a entraîné une augmentation des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

En outre, en raison de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19, une fluctuation des taux d'actualisation a été observée à la suite des variations des écarts de crédit. Depuis de début de l'exercice, la provision pour frais de démantèlement a diminué de 19 millions de dollars du fait des variations des écarts de crédit. Cette diminution de 19 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement a engendré une baisse de 14 millions de dollars des immobilisations corporelles connexes et une reprise de dépréciation d'actifs de 5 millions de dollars dans le compte de résultat consolidé, en lien avec la mine de Centralia et l'unité 1 de la centrale de Sundance qui ne sont plus en exploitation et ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

Au troisième trimestre de 2019, la Société a augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia de 109 millions de dollars puisque la direction ne croit plus que Coalview Centralia, LLC («Coalview») sera en mesure de terminer les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état comme il avait été proposé initialement. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 109 millions de dollars au poste Dépréciation d'actifs dans le résultat net.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Au cours du troisième trimestre, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Au 30 septembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 403 millions de dollars, dont la majeure partie sera comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au cours des cinq prochains trimestres.

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2020. La Société n'a adopté par anticipation aucune norme, interprétation ou modification qui a été publiée mais qui n'est pas encore en vigueur.

I. Modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 – Définition du terme «significatif»

La Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 à compter du 1^{er} janvier 2020. Les modifications fournissent une nouvelle définition du terme «significatif» selon laquelle «une information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce que son omission, son inexactitude ou son obscurcissement influence les décisions que les principaux utilisateurs des états financiers à usage général prennent en se fondant sur l'information financière que fournissent ces états financiers au sujet d'une entité comptable donnée».

Les modifications précisent que le caractère significatif dépend de la nature ou de l'ampleur de l'information, prise individuellement ou conjointement avec d'autres informations, dans le contexte des états financiers. L'inexactitude de l'information est significative si on peut s'attendre à ce qu'elle influence les décisions prises par les principaux utilisateurs. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et ne devraient pas avoir d'incidence sur celle-ci dans le futur.

II. Modifications apportées à l'IFRS 7 et à l'IFRS 9 – Réforme des taux d'intérêt de référence

En septembre 2019, l'International Accounting Standards Board a publié des modifications aux Normes internationales d'information financière («IFRS») relativement au document intitulé Réforme des taux d'intérêt de référence, qui modifie les normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7. Ces modifications offrent une exception temporaire, pendant la période d'incertitude, à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture aux relations de couverture directement touchées par les réformes en cours des taux d'intérêt de référence. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020. La Société a adopté ces modifications à compter du 1^{er} janvier 2020. Aucune relation de couverture n'a été directement touchée à cette date.

Au cours du premier trimestre 2020, la Société a conclu des couvertures de flux de trésorerie pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à une future émission prévue de titres d'emprunt en utilisant des instruments dérivés au taux interbancaire offert à Londres («LIBOR»). À titre d'exception temporaire, prévue par les modifications apportées à l'IFRS 9, la Société a fait comme si le taux d'intérêt LIBOR sur lequel se fondent les flux de trésorerie des swaps de taux d'intérêt n'était pas modifié par la réforme des taux interbancaires offerts («IBOR») au moment d'évaluer si la couverture est hautement efficace.

Pour plus de précisions et pour prendre connaissance des changements apportés aux estimations au cours des exercices précédents, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels audités et à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport intégré annuel de 2019 et aux notes 10 et 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2020 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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 septembre 2020, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments de niveau III était de 679 millions de dollars (686 millions de dollars au 31 décembre 2019). La diminution pour la période découle essentiellement des règlements de contrats qui ont été largement contrebalancés par des variations des prix du marché et des taux de change. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2019.

Gouvernance et gestion du risque

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2019 et à la note 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour des 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 2019.

Nous avons pris un certain nombre de mesures d'atténuation du risque en réponse à la pandémie de COVID-19, y compris la mise en œuvre officielle du plan de continuité des activités de TransAlta le 9 mars 2020. Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation et évaluent constamment ses répercussions sur les activités, les chaînes d'approvisionnement et les clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités et les affaires de la Société. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment des interruptions potentielles de la production, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'indisponibilité d'employés de TransAlta, de possibles retards dans les projets de croissance, un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et des évaluations des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que la demande d'électricité et le prix des produits de base.

Afin de gérer les risques résultant de la COVID-19, nous avons pris un certain nombre de mesures pour poursuivre les efforts de continuité des activités de la Société :

Mesures prises par la direction

- Création d'une équipe d'urgence axée sur la COVID-19 dirigée par notre chef de l'exploitation, qui fait rapport à notre chef de la direction des finances
- Communication régulière avec le conseil et les employés en ce qui concerne la réponse de la Société à la COVID-19
- Création d'une équipe chargée d'élaborer, de mettre en œuvre et de réviser des protocoles sanitaires liés à la COVID-19, y compris une stratégie de retour au bureau et sur les sites qui restera en place jusqu'à ce qu'un vaccin ou un remède ait été distribué
- Création d'un comité chargé d'examiner et de traiter toutes les réclamations pour cause de force majeure liées à la COVID-19
- Élaboration de plans de leadership, y compris des plans pour assurer la relève des dirigeants, au besoin

Changements aux politiques

- Alignement des exigences relatives aux voyages non essentiels et à la mise en quarantaine sur les directives des autorités locales pour tous les employés et sous-traitants de TransAlta ayant voyagé par avion, autobus, train ou bateau, dans tous les territoires où nous exerçons nos activités

Changements relatifs aux employés

- Rassurance des employés par rapport au fait que la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence sur leur emploi au sein de TransAlta
- Élaboration et mise en œuvre de protocoles sanitaires liés à la COVID-19 de retour au bureau afin de s'assurer que tous les bureaux et installations de TransAlta demeurent sécuritaires
- Demande et obtention d'une autorisation de dispense de mise en quarantaine pour les travailleurs essentiels auprès du ministère de la Santé de l'Alberta afin de minimiser les perturbations au cas où une assistance technique internationale serait nécessaire pour nos actifs en Alberta
- Mise en place de procédures de dépistage, y compris des questionnaires et des prises de la température, des mesures de nettoyage améliorées et des protocoles de travail rigoureux dans les bureaux et installations de la Société conformément à notre stratégie de retour au bureau et sur les sites

Changements opérationnels

- Modification de nos procédures d'exploitation et mise en œuvre des restrictions relatives à l'accès non essentiel à nos installations afin de maintenir nos activités tout au long de la pandémie

- Examen du risque lié à la chaîne d'approvisionnement associé aux principaux intrants du processus de production d'électricité et mise en œuvre d'un suivi hebdomadaire de l'évolution du risque
- Communication avec nos principales personnes-ressources de la chaîne d'approvisionnement pour établir des stratégies et des mesures d'urgence nous permettant de continuer à faire progresser nos projets de croissance, dans la mesure du possible
- Détection de nouveaux risques liés à la cybersécurité associés aux courriels d'hameçonnage et aux protocoles de sécurité améliorés, et renforcement de la conscientisation aux menaces éventuelles

Surveillance financière

- Maintien de nos positions de couverture en Alberta, où 90 % de notre production thermique de base commerciale en Alberta est couverte à environ 53 \$ par MWh pour le reste de 2020
- Maintien de la surveillance des contreparties en ce qui concerne les variations de leur solvabilité ainsi que leur capacité à remplir leurs obligations
- Surveillance continue de la situation et communication avec nos principaux prêteurs concernant les incidences prévisibles et nos interventions face à la crise. Nos facilités de crédit consenties actuelles nous permettent de maintenir une situation financière solide et des liquidités considérables.

De façon générale, nous restons au fait de la situation et des conseils des responsables de la santé publique afin de nous adapter aux nouvelles recommandations et de modifier notre réponse et notre approche, au besoin.

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»). Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la majorité de notre effectif qui soutient et réalise notre CIIF et nos CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le rendement des contrôles internes est minimale. La direction a examiné les changements résultant des mesures prises en réponse à la COVID-19 et a l'assurance raisonnable que les modifications apportées aux processus n'ont pas eu, ou ne sont pas raisonnablement susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre CIIF ou nos CPCI.

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

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

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

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 2020, 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires (note 4)	514	593	1 557	1 738
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 5)	252	257	641	800
Marge brute	262	336	916	938
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	114	114	354	348
Amortissement (note 13)	162	148	481	436
Dépréciation d'actifs (reprises) (notes 1 B) et 6)	76	(22)	67	(22)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	25	23
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 3 J))	—	(56)	—	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(11)	(30)	(33)
Résultats d'exploitation	(88)	155	19	242
Produits tirés des contrats de location-financement	2	2	4	5
Charge d'intérêts nette (note 7)	(56)	(55)	(175)	(161)
Profit (perte) de change	11	(9)	15	(18)
Autres profits (pertes)	2	(6)	2	(18)
Résultat avant impôts sur le résultat	(129)	87	(135)	50
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat (note 8)	(10)	10	(25)	(23)
Résultat net	(119)	77	(110)	73
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(126)	61	(139)	6
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	7	16	29	67
	(119)	77	(110)	73
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(126)	61	(139)	6
Dividendes sur actions privilégiées (note 17)	10	10	30	20
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(136)	51	(169)	(14)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	274	282	276	284
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,50)	0,18	(0,61)	(0,05)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net	(119)	77	(110)	73
Autres éléments du résultat global				
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	3	—	(12)	(36)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(2)	1	3	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	1	1	(9)	(35)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(27)	8	40	(46)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁴	12	(6)	(11)	14
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	(7)	37	48	32
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁶	(35)	(19)	(84)	(27)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(57)	20	(7)	(27)
Autres éléments du résultat global	(56)	21	(16)	(62)
Total du résultat global	(175)	98	(126)	11
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(243)	61	(206)	(42)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	68	37	80	53
	(175)	98	(126)	11

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars et du recouvrement de 4 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 (néant et recouvrement de 8 millions de dollars en 2019).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 (néant et charge de 1 million de dollars en 2019).

3) Aucune charge d'impôts sur le résultat n'a été comptabilisée pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 ou 2019.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 1 million de dollars et 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 (néant et néant en 2019).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars et de la charge de 15 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 (charge de 9 millions de dollars et de 8 millions de dollars en 2019).

6) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 9 millions de dollars et 22 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 (recouvrement de 5 millions de dollars et de 7 millions de dollars en 2019).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie	270	411
Liquidités soumises à restrictions	33	32
Créances clients et autres débiteurs	485	462
Charges payées d'avance	47	19
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	192	166
Stocks (note 12)	258	251
Actifs détenus en vue de la vente (note 3 D))	107	—
	1 392	1 341
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	164	176
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	610	640
Immobilisations corporelles (note 13)		
Coût	13 587	13 395
Amortissement cumulé	(7 698)	(7 188)
	5 889	6 207
Actifs au titre de droits d'utilisation	147	146
Immobilisations incorporelles (note 3 H))	328	318
Goodwill	464	464
Actifs d'impôt différé	42	18
Autres actifs	194	198
Total de l'actif	9 230	9 508
Dettes fournisseurs et charges à payer	509	413
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	46	58
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	101	81
Partie courante des passifs sur contrat	1	1
Impôts sur le résultat à payer	29	14
Dividendes à verser (notes 16 et 17)	38	37
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 14)	513	513
	1 237	1 117
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 14)	2 550	2 699
Titres échangeables (note 15)	329	326
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 1 B))	570	488
Passifs d'impôt différé	420	472
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	37	29
Passifs sur contrat	14	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	303	301
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 16)	2 944	2 978
Actions privilégiées	942	942
Surplus d'apport	35	42
Déficit	(1 645)	(1 455)
Cumul des autres éléments du résultat global	387	454
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 663	2 961
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	1 107	1 101
Total des capitaux propres	3 770	4 062
Total du passif et des capitaux propres	9 230	9 508

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture (note 3)

Engagements et éventualités (note 18)

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	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
Solde au 31 décembre 2019	2 978	942	42	(1 455)	454	2 961	1 101	4 062
Résultat net	—	—	—	(139)	—	(139)	29	(110)
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	—	—	—	—	29	29	—	29
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(33)	(33)	—	(33)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(12)	(12)	—	(12)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(51)	(51)	51	—
Total du résultat global	—	—	—	(139)	(67)	(206)	80	(126)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(35)	—	(35)	—	(35)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA (note 16)	(30)	—	—	9	—	(21)	—	(21)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 9)	—	—	—	5	—	5	13	18
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(4)	—	(7)	—	—	(11)	—	(11)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(87)	(87)
Solde au 30 septembre 2020	2 944	942	35	(1 645)	387	2 663	1 107	3 770

Neuf mois clos le 30 septembre 2019	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
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134
Incidence des modifications apportées aux méthodes comptables	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	6	—	6	67	73
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	—	—	—	—	(32)	(32)	—	(32)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	6	6	—	6
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(36)	(36)	—	(36)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	14	14	(14)	—
Total du résultat global	—	—	—	6	(48)	(42)	53	11
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(23)	—	(23)	—	(23)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(34)	—	—	7	—	(27)	—	(27)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 9)	—	—	—	3	1	4	17	21
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	1	—	12	—	—	13	—	13
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(106)	(106)
Solde au 30 septembre 2019	3 026	942	23	(1 520)	434	2 905	1 101	4 006

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Activités d'exploitation				
Résultat net	(119)	77	(110)	73
Amortissement (note 19)	195	177	567	524
(Profit) perte à la vente d'actifs	(2)	3	(2)	20
Désactualisation des provisions	8	6	23	18
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(9)	(13)	(24)
Recouvrement d'impôt différé (note 8)	(29)	(4)	(65)	(51)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	44	(14)	(2)	(30)
(Profits latents) pertes latentes de change	(13)	8	(11)	13
Provisions	1	5	10	9
Dépréciation d'actifs (reprises) (notes 1 B) et 6)	76	(22)	67	(22)
Autres éléments sans effet de trésorerie	7	9	14	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	163	236	478	546
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	94	92	114	122
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	257	328	592	668
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 13)	(129)	(96)	(276)	(240)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(3)	(4)	(8)	(10)
Liquidités soumises à restrictions	(16)	14	—	49
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 3 H))	—	—	(37)	(32)
Investissement dans le gazoduc Pioneer (note 13)	—	—	—	(83)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	3	2	5
Profits réalisés (pertes réalisées) sur instruments financiers	(3)	(1)	3	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	3	7	11	19
Augmentation du prêt à recevoir	(1)	(5)	(4)	(9)
Divers	(4)	(4)	—	6
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(12)	(5)	(59)	(28)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(164)	(91)	(368)	(321)
Activités de financement				
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 14)	(8)	(40)	(117)	(179)
Remboursement de la dette à long terme (note 14)	(17)	(17)	(61)	(71)
Émission de titres échangeables (note 15)	—	—	—	350
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 16)	(12)	(11)	(35)	(34)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 17)	(10)	(20)	(30)	(30)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 16)	(2)	(9)	(21)	(27)
Pertes réalisées (profits réalisés) sur instruments financiers	—	—	(7)	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 9)	(27)	(29)	(69)	(85)
Remboursement des obligations locatives (note 14)	(5)	(5)	(15)	(16)
Frais de financement	—	—	—	(28)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	2	12	(14)	11
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(79)	(119)	(369)	(109)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	14	118	(145)	238
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	—	4	(1)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	13	118	(141)	237
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	257	208	411	89
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	270	326	270	326
Impôts sur le résultat au comptant payés	9	9	29	24
Intérêts au comptant payés	35	43	134	128

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

(Tous les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'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. 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 et sur EDGAR à l'adresse 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 3 novembre 2020.

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. Se reporter à la note 2 Y) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour plus de précisions.

L'épidémie du nouveau coronavirus (la «COVID-19») a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à contrer la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isolement, la distanciation physique et sociale et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe. La durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Se reporter à la note 11 pour une description des risques supplémentaires liés à la pandémie.

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.

Changements dans les estimations

Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements d'équipement. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 70 millions de dollars. Cela a entraîné une augmentation des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

En outre, en raison de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19, une fluctuation des taux d'actualisation a été observée à la suite des variations des écarts de crédit. Depuis le début de l'exercice, la provision pour frais de démantèlement a diminué de 19 millions de dollars du fait des variations des écarts de crédit. Cette diminution de 19 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement a engendré une baisse de 14 millions de dollars des immobilisations corporelles connexes et une reprise de dépréciation d'actifs de 5 millions de dollars dans le compte de résultat consolidé, en lien avec la mine de Centralia et l'unité 1 de la centrale de Sundance qui ne sont plus en exploitation et ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

Au troisième trimestre de 2019, la Société a augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia de 109 millions de dollars puisque la direction ne croit plus que Coalview Centralia, LLC («Coalview») sera en mesure de terminer les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état comme il avait été proposé initialement. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 109 millions de dollars au poste Dépréciation d'actifs dans le résultat net.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Au cours du troisième trimestre, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Au 30 septembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 403 millions de dollars, dont la majeure partie sera comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au cours des cinq prochains trimestres.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2020. La Société n'a adopté par anticipation aucune norme, interprétation ou modification qui a été publiée mais qui n'est pas encore en vigueur.

I. Modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 – Définition du terme «significatif»

La Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 à compter du 1^{er} janvier 2020. Les modifications fournissent une nouvelle définition du terme «significatif» selon laquelle «une information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce que son omission, son inexactitude ou son obscurcissement influence les décisions que les principaux utilisateurs des états financiers à usage général prennent en se fondant sur l'information financière que fournissent ces états financiers au sujet d'une entité comptable donnée».

Les modifications précisent que le caractère significatif dépend de la nature ou de l'ampleur de l'information, prise individuellement ou conjointement avec d'autres informations, dans le contexte des états financiers. L'inexactitude de l'information est significative si on peut s'attendre à ce qu'elle influence les décisions prises par les principaux utilisateurs. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et ne devraient pas avoir d'incidence sur celle-ci dans le futur.

II. Modifications apportées à l'IFRS 7 et à l'IFRS 9 – Réforme des taux d'intérêt de référence

En septembre 2019, l'International Accounting Standards Board a publié des modifications aux Normes internationales d'information financière («IFRS») relativement au document intitulé *Réforme des taux d'intérêt de référence*, qui modifie les normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7. Ces modifications offrent une exception temporaire, pendant la période d'incertitude, à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture aux relations de couverture directement touchées par les réformes en cours des taux d'intérêt de référence. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020. La Société a adopté ces modifications à compter du 1^{er} janvier 2020. Aucune relation de couverture n'a été directement touchée à cette date.

Au cours du premier trimestre 2020, la Société a conclu des couvertures de flux de trésorerie pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à une future émission prévue de titres d'emprunt en utilisant des instruments dérivés au taux interbancaire offert à Londres («LIBOR»). À titre d'exception temporaire, prévue par les modifications apportées à l'IFRS 9, la Société a fait comme si le taux d'intérêt LIBOR sur lequel se fondent les flux de trésorerie des swaps de taux d'intérêt n'était pas modifié par la réforme des taux interbancaires offerts («IBOR») au moment d'évaluer si la couverture est hautement efficace.

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. Émission d'une tranche de 400 millions de dollars d'actions privilégiées

Le 30 octobre 2020, Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement, «Brookfield») ont clos la seconde et dernière tranche de 400 millions de dollars de son investissement en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Tel qu'il a été mentionné précédemment, Brookfield s'est engagée à investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'achat de titres échangeables de TransAlta, qui sont échangeables dans le futur contre une participation dans les actifs hydroélectriques de TransAlta en Alberta selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques. Le 1^{er} mai 2019 a eu lieu la clôture de la tranche initiale qui consistait en 350 millions de dollars de débentures subordonnées non garanties. La Société prévoit utiliser le produit tiré de la seconde tranche de financement pour faire avancer le programme de conversion au gaz, financer les autres initiatives de croissance et aux fins générales de la Société.

B. Prolongation du contrat avec BHP Nickel West

Le 22 octobre 2020, Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son contrat d'achat d'électricité («CAÉ») existant avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP»). SCE se compose de quatre centrales de production d'une capacité combinée de 245 MW dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale.

La modification au CAÉ entre en vigueur un mois après la date de la signature et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La prolongation procurera à SCE un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi à l'égard des nouvelles dépenses d'investissement qui seront nécessaires pour soutenir les futurs besoins énergétiques de BHP et favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. Les modifications au CAÉ procurent également à BHP des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris l'énergie solaire et éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie, sous réserve du respect de certaines conditions. L'évaluation de l'approvisionnement en énergie renouvelable et l'initiative de réduction des émissions de carbone en vertu du CAÉ avec SCE sont en cours, y compris une centrale solaire photovoltaïque de 18,5 MW supportée par un système de stockage d'énergie à batteries et un système de turbine à vapeur alimentée par la chaleur récupérée.

C. TEC Hedland Pty Ltd. obtient un financement de 800 millions de dollars australiens pour les actifs de la centrale de South Hedland alimentée au gaz à cycle combiné

Le 22 octobre 2020, TEC Hedland Pty Ltd. («TEC»), une filiale de la Société, a conclu un placement de billets garantis de premier rang (les «billets») de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Les billets portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de capital devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les billets ont obtenu une note de BBB.

TransAlta Renewables a reçu un produit de 489 millions de dollars (517 millions de dollars australiens) du rachat de certaines structures intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 millions de dollars australiens a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. («TEA»), filiale de TransAlta. Le prêt porte intérêt à un taux de 4,32 % et sera remboursé d'ici le 23 octobre 2022. Le montant résiduel du produit du placement a été mis de côté pour financer les réserves et les coûts de transaction requis.

TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur la facilité de crédit. Les fonds restants serviront à financer les possibilités de croissance future au sein de TransAlta Renewables.

D. Vente du gazoduc Pioneer

Le 1^{er} octobre 2020, TransAlta a annoncé avoir conclu un accord définitif d'achat et de vente en ce qui concerne la vente précédemment annoncée de sa participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») (la «transaction»). Le prix d'achat de 255 millions de dollars représente les participations de TransAlta et de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. («Tidewater»). Cet accord remplace l'entente précédente de Tidewater du deuxième trimestre de 2020 visant la vente de sa participation dans le gazoduc Pioneer à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL»). ATCO a obtenu le droit d'acquérir le gazoduc Pioneer en concluant une convention d'option avec NGTL. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer fera partie des systèmes de transport de gaz naturel intégrés de NGTL et d'ATCO en Alberta, afin de fournir un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de Sundance et de Keephills de TransAlta.

De plus, TransAlta a conclu des contrats de transport fermes à long terme avec NGTL pour la livraison de gaz naturel pour un volume de 275 TJ/jour, ce qui portera le total des contrats de transport fermes à long terme à 400 TJ/jour d'ici 2023. Les engagements actuels de TransAlta, y compris les 139 TJ/jour avec Tidewater, resteront en place jusqu'à la clôture de la transaction. La transaction est soumise aux approbations réglementaires habituelles et devrait se conclure au deuxième trimestre de 2021.

E. TransAlta Renewables fait l'acquisition du projet de stockage à batteries WindCharger de la Société

Le 1^{er} août 2020, TransAlta Renewables a acquis le projet de stockage à batteries WindCharger de 10 MW/20 MWh, qui est relié au réseau de transmission de l'Alberta par l'intermédiaire du poste se rapportant au parc éolien Summerview, auprès d'une filiale de la Société pour 12 millions de dollars. TransAlta Renewables a financé le solde des coûts de construction et le projet est entré en service le 15 octobre 2020. Le coût total du projet s'élève à 14 millions de dollars et 50 % des coûts de construction devraient être financés par Emissions Reduction Alberta. Comme le projet a été acquis par TransAlta Renewables, cela n'a eu aucune incidence sur la Société au niveau consolidé. En outre, la Société a signé un contrat d'utilisation de stockage à batteries de 20 ans avec TransAlta Renewables en vertu duquel la Société versera des frais fixes mensuels au titre de la capacité lui conférant le droit exclusif d'exploiter et de répartir l'énergie stockée par batterie sur le marché albertain.

F. Mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 31 juillet 2020 l'unité 3 de la centrale de Sundance actuellement mise temporairement à l'arrêt. La décision de mise hors service a été prise en fonction notamment de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta. Cette décision nous permet de faire avancer notre transition vers une électricité entièrement propre d'ici 2025. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'environ 70 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts). Se reporter à la note 6 pour plus de précisions.

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

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % des actions flottantes au 25 mai 2020. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent 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 2020 et se termine le 28 mai 2021 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté 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 228 157 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen à la Bourse de Toronto de 912 630 actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 avril 2020) peut être racheté 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 neuf mois close le 30 septembre 2020, dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente, la Société a racheté et annulé un total de 2 849 400 actions ordinaires à un prix moyen de 7,51 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 21 millions de dollars.

H. Acquisition d'un actif de cogénération sous contrat dans le Michigan

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition précédemment annoncée d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel visée par des contrats auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat d'environ 27 millions de dollars américains, sous réserve des ajustements liés au fonds de roulement. L'actif est une centrale de cogénération de 29 MW («Ada») dans le Michigan, visé par un CAÉ à long terme et des contrats de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway. Cette acquisition s'inscrit dans la stratégie de TransAlta qui consiste à développer l'activité de production sur place et à diversifier le portefeuille de cogénération de la Société.

Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables des entités acquises à la date d'acquisition :

Au 19 mai 2020	Juste valeur comptabilisée à l'acquisition
Actifs	
Fonds de roulement net	6
Immobilisations corporelles	1
Immobilisations incorporelles ¹	37
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(5)
Provision pour frais de démantèlement	(1)
Total des actifs nets identifiables à la juste valeur	38
Contrepartie en trésorerie	32
Contrepartie liée au fonds de roulement	6
Prix d'achat total transféré	38

1) Se rapportent au contrat de vente d'électricité acquis et seront amorties sur six ans.

I. Pandémie mondiale

L'Organisation mondiale de la Santé («OMS») a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020.

La Société a continué d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités, qui préconisait ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui n'étaient pas en mesure de travailler à distance, ont pu travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, la Société a assuré avec succès le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail, et ce, en respectant les normes de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et de distanciation physique, et utilisent de l'équipement de protection individuelle facilement accessible. En outre, TransAlta maintient des interdictions de voyager conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint et la réorganisation des processus et des procédures pour limiter les contacts avec les autres employés et les sous-traitants sur place.

Toutes nos installations restent pleinement opérationnelles et peuvent répondre aux besoins de nos clients. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce aux contrats à long terme et aux positions couvertes. À la fin du troisième trimestre, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 270 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie. Après le trimestre, la Société a mobilisé environ 1,1 milliard de dollars de liquidités supplémentaires, comme il est mentionné plus haut dans la rubrique, ce qui porte notre situation de trésorerie totale à 2,7 milliards de dollars.

La Société a couvert environ 90 % de sa production de base commerciale en Alberta à 53 \$ par MWh pour le reste de 2020.

Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation et évaluent constamment ses répercussions sur la sécurité des employés, des activités d'exploitation, des chaînes d'approvisionnement et des clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société et ses projets en immobilisations en cours. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment des interruptions potentielles de la production, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'indisponibilité d'employés, de possibles retards dans les projets en immobilisations, un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et des évaluations des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que sur la demande d'électricité et le prix des produits de base.

J. Résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance en Alberta

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

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société a contesté l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool ne tenait pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette.

Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu gain de cause à l'arbitrage et qu'elle avait reçu le montant total qu'elle cherchait à recouvrer, soit 56 millions de dollars, plus la TPS et les intérêts.

4. Produits

A. Ventilation des produits

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la capacité et d'attributs environnementaux, de la location de centrales, et des activités d'optimisation des actifs, 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 septembre 2020	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	81	3	51	24	48	37	–	–	244
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	14	–	–	16	–	–	–	–	30
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	(5)	45	3	–	3	–	50	1	97
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	52	71	3	3	10	4	–	–	143
Total des produits des activités ordinaires	142	119	57	43	61	41	50	1	514
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	6	3	–	–	7	–	–	–	16
Au fil du temps	75	–	51	24	41	37	–	–	228
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	81	3	51	24	48	37	–	–	244

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

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

Trois mois clos le 30 septembre 2019	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz - Amérique du Nord ²	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	104	3	47	21	43	37	—	—	255
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	17	—	—	16	—	—	—	—	33
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	16	88	(3)	—	(1)	—	26	2	128
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	2	—	—	—	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	71	93	2	2	8	3	—	(4)	175
Total des produits des activités ordinaires	208	184	46	39	52	40	26	(2)	593
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités									
À un moment précis	12	3	—	—	6	—	—	—	21
Au fil du temps	92	—	47	21	37	37	—	—	234
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	104	3	47	21	43	37	—	—	255

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

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

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz - Amérique du Nord ²	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	236	8	146	67	182	112	—	—	751
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	41	—	—	47	—	—	—	—	88
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	17	211	4	—	8	—	103	4	347
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	3	—	—	—	3
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	194	110	6	7	47	9	—	(5)	368
Total des produits des activités ordinaires	488	329	156	121	240	121	103	(1)	1557
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	17	8	—	—	18	—	—	—	43
Au fil du temps	219	—	146	67	164	112	—	—	708
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	236	8	146	67	182	112	—	—	751

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

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

Neuf mois clos le 30 septembre 2019	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz - Amérique du Nord ²	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	300	7	146	65	175	114	—	—	807
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	49	—	—	50	—	—	—	—	99
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	(36)	123	(1)	—	12	—	98	4	200
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	6	—	—	—	6
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	295	286	13	5	20	12	—	(5)	626
Total des produits des activités ordinaires	608	416	158	120	213	126	98	(1)	1738
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités									
À un moment précis	35	7	—	—	21	—	—	—	63
Au fil du temps	265	—	146	65	154	114	—	—	744
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	300	7	146	65	175	114	—	—	807

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

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

5. Charges selon leur nature

Les charges liées aux coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont classées selon leur nature comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2020		2019		2020		2019	
	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Combustible et achats d'électricité	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Combustible et achats d'électricité	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Combustible et achats d'électricité	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Combustible et achats d'électricité
Coûts du combustible et de conformité liés au carbone	137	—	163	—	384	—	482	—
Réduction de valeur des stocks de charbon (note 12)	22	—	—	—	22	—	—	—
Achats d'électricité	46	—	51	—	110	—	178	—
Amortissement minier	33	—	29	—	86	—	88	—
Salaires et avantages sociaux	14	60	14	57	39	181	52	166
Autres charges d'exploitation	—	54	—	57	—	173	—	182
Total	252	114	257	114	641	354	800	348

6. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

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

A. 2020

Unité 3 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service (se reporter à la note 3 F)). Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2020. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à un examen après la construction des ressources hydrauliques, ce qui a entraîné une révision de la production prévue à une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique.

Les dépréciations susmentionnées ont été contrebalancées par une reprise de dépréciation d'actifs liée à des changements dans le passif lié au démantèlement de la mine de Centralia et de l'unité 1 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et qui ont atteint la fin de leur durée d'utilité (se reporter à la note 1B)).

B. 2019

Centrale de Centralia

En 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 347 millions de dollars au titre de l'UGT de la centrale de Centralia. Dans le cadre de son test de dépréciation annuel, la Société tient compte des indicateurs potentiels de dépréciation à l'égard de l'UGT de la centrale de Centralia. En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT dépassait, de façon substantielle, la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité complet en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant de la renégociation de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Centralia. Pour plus de précisions sur les évaluations et les principales hypothèses, se reporter à la note 7 des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

Au troisième trimestre de 2019, la Société a augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia de 109 millions de dollars puisque la direction ne croyait plus que Coalview Centralia, LLC («Coalview») serait en mesure de terminer les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état comme il avait été proposé initialement. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement a donné lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 109 millions de dollars en dépréciation d'actifs dans le résultat net.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 18 millions de dollars liés à des projets qui ne sont plus en cours.

7. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Intérêt sur la dette	39	40	121	123
Intérêt sur les titres échangeables	7	7	22	12
Produits d'intérêts	(2)	(4)	(7)	(9)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(2)	(2)	(4)	(4)
Intérêts sur les obligations locatives	2	1	6	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	4	4	13	11
Divers	—	3	1	7
Désactualisation des provisions	8	6	23	18
Charge d'intérêts nette	56	55	175	161

8. Impôts

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Charge d'impôt exigible	19	14	40	28
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(38)	12	(62)	(7)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales ¹	—	—	—	(40)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réductions antérieures) de valeur des actifs d'impôt différé ²	9	(16)	(3)	(4)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(10)	10	(25)	(23)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Charge d'impôt exigible	19	14	40	28
Recouvrement d'impôt différé	(29)	(4)	(65)	(51)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(10)	10	(25)	(23)

1) En 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 40 millions de dollars lié à la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui passera graduellement de 12 % à 8 % comme suit : 11 % à compter du 1^{er} juillet 2019, 10 % à compter du 1^{er} janvier 2020, 9 % à compter du 1^{er} janvier 2021 et 8 % à compter du 1^{er} janvier 2022.

2) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la Société a comptabilisé respectivement une réduction de valeur des actifs d'impôt différé de 9 millions de dollars et une reprise d'une réduction antérieure de 3 millions de dollars (reprise d'une réduction antérieure de 16 millions de dollars et de 4 millions de dollars au 30 septembre 2019). 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. Les produits des activités ordinaires et les autres éléments du résultat global comptabilisés ont entraîné des différences temporaires imposables, qui constituent la principale base pour l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de la reprise de la réduction de valeur.

9. 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 pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a changé comme suit :

Période ¹	Pourcentage
Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 mars 2019	60,8
Du 1 ^{er} avril 2019 au 30 juin 2019	60,6
Du 1 ^{er} juillet 2019 au 30 septembre 2019	60,5
Du 1 ^{er} octobre 2019 au 31 décembre 2019	60,4
Du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 mars 2020	60,3
Du 1 ^{er} avril 2020 au 30 juin 2020	60,2
Du 1 ^{er} juillet 2020 au 30 septembre 2020	60,1

1) Les changements d'une période à l'autre sont attribuables au régime de réinvestissement des dividendes de TransAlta Renewables qui permet aux investisseurs de réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires. Pour cette raison, le pourcentage de la participation change chaque mois. La Société ne participe pas au régime de réinvestissement des dividendes. TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs. Le dividende payable le 30 octobre 2020 aux actionnaires inscrits au 15 octobre 2020 sera le dernier versement de dividende admissible au réinvestissement par les actionnaires participants en vertu du régime de réinvestissement des dividendes. Les dividendes subséquents seront uniquement versés en espèces.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	7	10	16
TransAlta Renewables	2	9	19	51
	7	16	29	67
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	7	10	16
TransAlta Renewables	63	30	70	37
	68	37	80	53
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	8	12	12	33
TransAlta Renewables	19	17	57	52
	27	29	69	85

Aux	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	158	160
TransAlta Renewables	949	941
	1 107	1 101
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	39,9	39,6

10. 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.

b. Niveau II

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

c. Niveau III

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

Pour ce qui est des actifs et des passifs qui sont comptabilisés à la juste valeur de manière récurrente, la Société détermine si des transferts ont eu lieu entre les niveaux de la hiérarchie en réévaluant le classement (d'après la donnée d'entrée du niveau le plus bas qui est importante pour l'évaluation de la juste valeur prise dans son ensemble) à la fin de chaque période de présentation de l'information financière.

Aucun changement n'est intervenu dans les processus d'évaluation, les techniques d'évaluation et les types de données d'entrée utilisées dans l'évaluation de la juste valeur de la Société au cours de la période. Pour plus de précisions, se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

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.

Au		30 septembre 2020				
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	699	+40 -94	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	22 \$ US à 28 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 7 \$ US
			Techniques d'évaluation des options, statistiques historiques («bootstrap») et régression historique des prix	Relation de base	92 % à 103 %	5,0 % à 6,0 %
Produits structurés – est des États-Unis	1	+1 -1		Facteurs non standards	70 % à 116 %	3,0 % à 9,0 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	5	+5 -5	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume Coût de l'approvisionnement		(+/-) 5 % (+/-) 1,00 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	36 \$ US à 54 \$ US	6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(32)	+24 -24	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquide (par unité)	10 \$ US	1 \$ US
Autres	(1)	+4 -4				

Au	31 décembre 2019					
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	737	+46 -139	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	20 \$ US à 28 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 9 \$ US
Produits structurés – est des États-Unis	7	+2 -2	Techniques d'évaluation des options, statistiques historiques («bootstrap») et régression historique des prix	Relation de base	91 % à 112 %	4,0 % à 6,0 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	10	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap») l'approvisionnement	Facteurs non standards	63 % à 116 %	4,0 % à 10,0 %
				Volume		(+/-) 5 %
				Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	38 \$ US à 60 \$ US	6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(28)	+20 -20	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquide (par unité)	9 \$ US	1 \$ US
Autres ¹	(6)	+8 -8				

1) Étant donné que la Société a effectué moins d'achats d'électricité conditionnels, il n'est plus important de les présenter séparément et ils sont désormais inclus dans le poste «Autres». En conséquence, les montants au 31 décembre 2019 ont été reclassés pour des raisons de cohérence.

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.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2019 et le 30 septembre 2020, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont augmenté respectivement d'environ 17 millions de dollars et 2 millions de dollars.

ii. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe dans l'est des États-Unis, où elle 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.

iii. Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis

La Société dispose d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement exclusif, aux termes desquels la Société s'engage à répondre aux besoins spécifiques de clients des services publics pour une gamme de produits pouvant comprendre l'énergie électrique, la capacité, le transport, les services auxiliaires, les crédits d'énergie renouvelable et les coûts de la société indépendante d'exploitation du réseau.

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

En ce qui a trait au projet de parc éolien Big Level, 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. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2019, se prolonge 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.

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 septembre 2020 : niveau I – passif net de 6 millions de dollars (passif net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau II – passif net de 13 millions de dollars (actif net de 9 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau III – actif net de 679 millions de dollars (actif net de 686 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Les variations importantes des actifs et des passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 découlent essentiellement de règlements de contrats, pratiquement tous contrebalancés par les variations des prix du marché et des taux de change.

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 neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2020 et 2019 :

	Neuf mois clos le 30 sept. 2020			Neuf mois clos le 30 sept. 2019		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	678	8	686	689	6	695
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	23	17	40	40	(2)	38
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	(6)	(6)	–	11	11
Contrats réglés	(52)	(5)	(57)	(34)	(14)	(48)
Variation des taux de change	18	(2)	16	(22)	2	(20)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	667	12	679	673	3	676
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	41	–	41	18	–	18
Total des profits compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	52	9	61	34	11	45
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	4	4	–	(3)	(3)

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur de passif net de 8 millions de dollars au 30 septembre 2020 (actif net de 4 millions de dollars au 31 décembre 2019), 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 neuf mois close le 30 septembre 2020 sont principalement attribuables aux variations défavorables des taux de change et aux nouveaux contrats.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 septembre 2020	–	340	–	340	329
Dette à long terme au 30 septembre 2020	–	3 120	–	3 120	2 918
Titres échangeables au 31 décembre 2019	–	342	–	342	326
Dette à long terme au 31 décembre 2019	–	3 157	–	3 157	3 070

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 comptabilisé dans les autres actifs et des créances au titre des contrats de location-financement 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 10 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019
Profit net non amorti au début de la période	9	49
Nouveaux profits initiaux	4	1
Variation des taux de change	(1)	—
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(30)	(38)
Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de la période¹	(18)	12

1) En 2020, le profit initial net sur le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis s'est transformé en position de perte en fonction de la courbe des prix à terme du jour 1 lors de la passation du contrat.

11. Activités 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. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que le risque qu'elle assume respecte les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque de la Société, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 30 septembre 2020

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	101	(6)	95
Non courants	565	12	577
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	666	6	672
Divers			
Courants	(7)	3	(4)
Non courants	(5)	1	(4)
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	(12)	4	(8)
Total des actifs nets de gestion du risque	654	10	664

Au 31 décembre 2019

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	70	15	85
Non courants	606	1	607
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	676	16	692
Divers			
Courants	—	—	—
Non courants	—	4	4
Autres actifs nets de gestion du risque	—	4	4
Total des actifs nets de gestion du risque	676	20	696

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Gestion du risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché. La valeur à risque («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. 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 septembre 2020 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2019).

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. Au 30 septembre 2020, 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 (25 millions de dollars au 31 décembre 2019). 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 septembre 2020, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 5 millions de dollars (8 millions de dollars au 31 décembre 2019).

II. Risque de crédit

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 septembre 2020 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	88	12	100	485
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	164
Actifs de gestion du risque ¹	98	2	100	802
Prêt à recevoir ²	—	100	100	51
Total				1 502

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

2) La contrepartie n'a 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 14 millions de dollars au 30 septembre 2020 (5 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Dans le contexte économique actuel attribuable à la pandémie de COVID-19, TransAlta a mis en œuvre les mesures supplémentaires suivantes afin de surveiller les changements dans la capacité de ses contreparties à s'acquitter de leurs obligations :

- Surveillance quotidienne des événements ayant une incidence sur la solvabilité d'une contrepartie et l'abaissement de la note de crédit d'une contrepartie
- Contrôle et suivi hebdomadaires, s'il y a lieu, des créances clients
- Examen et surveillance quotidiens des principaux fournisseurs, contreparties et clients (p. ex., preneurs)

Au besoin, des mesures supplémentaires d'atténuation du risque seront prises pour réduire le risque auquel est exposée TransAlta. Ces mesures d'atténuation du risque peuvent comprendre, sans s'y limiter, le suivi immédiat des montants en souffrance, la modification de l'échéancier des paiements pour s'assurer de recevoir une partie des fonds plus rapidement, la demande de garanties supplémentaires, la réduction des délais de règlement des transactions et la collaboration étroite avec les contreparties concernées pour trouver des solutions négociées.

III. Risque de liquidité

TransAlta maintient une situation financière solide, sans problèmes de liquidités. La Société dispose de suffisamment de liquidités existantes pour rembourser la dette venant à échéance en novembre 2020. Le prochain remboursement important de la dette est prévu en novembre 2022. Notre portefeuille d'actifs très diversifié, par type de combustible et par région d'exploitation, assure la stabilité de nos flux de trésorerie et souligne la solidité de nos actifs visés par des contrats à long terme.

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette, ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base et les activités générales du siège social. L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société, ainsi que des actifs financiers qui devraient générer des rentrées de fonds pour faire face aux sorties de fonds liées aux passifs financiers, se présente comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	509	—	—	—	—	—	509
Dette à long terme ¹	429	98	639	255	106	1 421	2 948
Titres échangeables ²	—	—	—	—	—	350	350
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(16)	(105)	(120)	(151)	(155)	(125)	(672)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(3)	14	(7)	4	—	—	8
Obligations locatives	—	4	7	5	5	124	145
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ³	48	131	123	96	91	707	1 196
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,3}	6	25	25	25	24	—	105
Dividendes à verser	38	—	—	—	—	—	38
Total	1 011	167	667	234	71	2 477	4 627

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

2) Suppose que les débetures seront échangées le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 15 pour en savoir plus.

3) Non comptabilisés comme un passif financier dans les états de la situation financière consolidés.

IV. Risque de taux d'intérêt

Au premier trimestre de 2020, la Société a conclu des contrats de dérivés sur taux d'intérêt pour des montants notionnels de 150 millions de dollars américains, 150 millions de dollars australiens et 75 millions de dollars canadiens afin de couvrir les risques de taux d'intérêt liés aux émissions prévues de titres d'emprunt entre la fin de 2020 et la fin de 2022. Les couvertures ont été désignées comme couvertures de flux de trésorerie. En raison de la réforme de l'IBOR, il est prévu de remplacer le LIBOR par un autre taux d'intérêt de référence le 1^{er} janvier 2022. Par conséquent, la Société s'expose à des incertitudes quant au montant des flux de trésorerie des éléments de couverture fondés sur l'IBOR, car certains des dérivés sont fondés sur le LIBOR.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de 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.

Au 30 septembre 2020, la Société avait fourni une garantie de 172 millions de dollars (112 millions de dollars au 31 décembre 2019) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 77 millions de dollars à ses contreparties (51 millions de dollars au 31 décembre 2019).

12. Stocks

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission, des pièces et des matériaux, et du gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur nette de réalisation, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins de transaction, qui comprennent le gaz naturel et les crédits et quotas au titre des émissions, sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la mine de Highvale afin de l'aligner sur les plans de conversion au gaz de la Société. De plus, le coût standard du charbon ne cesse d'augmenter en raison de la baisse de sa consommation. Selon les prix actuels de l'électricité, la Société ne s'attend pas à pouvoir recouvrer le coût plus élevé du charbon qui découle à la fois de l'augmentation de l'amortissement et de la baisse de la consommation de charbon. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 22 millions de dollars sur ses stocks de charbon produits en interne pour les ramener à leur valeur nette de réalisation à la mine de Highvale.

Les composantes des stocks sont présentées dans le tableau qui suit :

	30 sept. 2020	31 déc. 2019
Pièces et matériaux	109	108
Charbon	115	130
Frais de découverte différés	4	6
Gaz naturel	2	3
Crédits d'émission achetés ¹	28	4
Total	258	251

1) Les crédits d'émission achetés ont augmenté en raison de la conformité aux ententes d'échange de quotas d'émission et des crédits achetés pour assurer la conformité avec le programme Technology Innovation and Emissions Reduction («TIER») en Alberta.

13. Immobilisations corporelles

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la Société a comptabilisé des acquisitions respectivement de 129 millions de dollars et de 276 millions de dollars. Les acquisitions faites depuis le début de l'exercice sont principalement liées aux actifs en construction pour la conversion au gaz, au parc éolien de Windrise, au projet de stockage à batteries WindCharger, à la centrale de cogénération de Kaybob, aux terrains et aux dépenses d'entretien planifié d'envergure.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019, la Société a comptabilisé des acquisitions respectivement de 96 millions de dollars et de 240 millions de dollars liées principalement à la construction des parcs éoliens Big Level, Antrim et Windrise, et de la centrale de Keephills et à d'autres dépenses d'investissement de maintien. En outre, au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la Société a fait l'acquisition d'immobilisations corporelles liées au gazoduc Pioneer pour la somme de 83 millions de dollars.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2020, la dotation aux amortissements a augmenté principalement en raison de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale pour s'aligner sur nos plans de conversion au gaz et d'abandon du charbon, ainsi que du moment de certains changements de durée d'utilité apportés en 2019. La dotation aux amortissements a également augmenté en raison de l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee, de la reprise de la dépréciation à la mine de Centralia et des changements apportés à la durée d'utilité, tous ces facteurs s'appliquant au second semestre de 2019. Pour plus de précisions sur ces changements, se reporter aux notes 3 A) IV) et 4 D) des états financiers consolidés annuels.

Au 30 septembre 2020, la provision pour frais de démantèlement avait considérablement augmenté, ce qui a augmenté de 56 millions de dollars les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Se reporter à la note 1 B) pour plus de précisions.

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

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 septembre 2020			31 décembre 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	103	103	1,7 %	220	220	3,5 %
Déventures	648	651	5,8 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang ³	930	937	5,4 %	905	914	5,4 %
Dette sans recours	1 090	1 102	4,2 %	1 144	1 157	4,3 %
Divers ⁴	147	155	7,1 %	154	162	7,1 %
	2 918	2 948		3 070	3 104	
Obligations au titre des contrats de location-financement	145			142		
	3 063			3 212		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(498)			(494)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(15)			(19)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(513)			(513)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	2 550			2 699		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du principal 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 septembre 2020 (0,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2019).

4) Inclut 110 millions de dollars américains au 30 septembre 2020 (117 millions de dollars américains au 31 décembre 2019) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Au 30 septembre 2020, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

Le 22 octobre 2020, TEC a conclu un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Veuillez vous reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

Au 30 septembre 2020, le raffermissement du dollar américain avait fait augmenter de 27 millions de dollars nos soldes de dette à long terme libellés en dollars américains, principalement les billets de premier rang et le financement donnant droit à des avantages fiscaux. 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 sept. 2020
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	12
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	5
Couvertures économiques et autres	6
Non couvert	4
Total	27

15. Titres échangeables

A. Tranche de 350 millions de dollars de débentures subordonnées non garanties

Aux	30 sept. 2020			31 déc. 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débentures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	329	350	7 %	326	350	7 %

B. Option d'échange

Aux	30 sept. 2020		31 déc. 2019	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange - dérivé incorporé	—	Néant -28	—	Néant -27

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger tous les titres échangeables en circulation contre une participation pouvant aller jusqu'à 49 % dans une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta après le 31 décembre 2024. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III de la hiérarchie de la juste valeur étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible. Par conséquent, l'option d'échange est évaluée en utilisant un modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les données fondées sur le marché. Ces données d'entrée peuvent être utilisées dans un modèle d'évaluation des actifs financiers qui viendrait appuyer les variations des taux d'actualisation sous-jacents qui représentent 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, hypothèses qui ont trait principalement à la variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs. L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite du flux de trésorerie futur de 1 % du taux d'actualisation est une variation raisonnablement possible.

Après la fin du trimestre, le 30 octobre 2020, la Société a émis une tranche de 400 millions de dollars d'actions privilégiées rachetables au gré du porteur et de l'émetteur. Tel qu'il a été mentionné précédemment, Brookfield s'est engagée à investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'achat de titres échangeables de TransAlta, qui sont échangeables dans l'avenir contre une participation dans les actifs hydroélectriques de TransAlta en Alberta selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques. Cette émission représente la deuxième et dernière tranche de l'investissement de 750 millions de dollars.

16. 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.

	Neuf mois clos les 30 sept.			
	2020		2019	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	277,0	2 978	284,6	3 059
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	(4)	—	—
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(2,8)	(30)	(3,1)	(34)
Options d'achat d'action exercées	—	—	0,1	1
Émises et en circulation à la fin de la période	274,2	2 944	281,6	3 026

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 le déficit.

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

	30 sept. 2020	30 sept. 2019
Total des actions rachetées	2 849 400	3 133 200
Prix de rachat moyen par action	7,51 \$	8,57 \$
Coût total	21	27
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	30	34
Montant comptabilisé dans le déficit	9	7

C. Dividendes

Le 22 juillet 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payé le 1^{er} octobre 2020. Le 3 novembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2020.

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

D. Options sur actions

Le 3 mars 2020, le conseil a approuvé une augmentation du nombre d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre du régime d'options sur actions de la Société (le «régime d'options») pour le faire passer à 16 500 000. Les actionnaires ont donné leur approbation le 21 avril 2020 et la Bourse de Toronto a donné la sienne le 21 mai 2020. TransAlta a augmenté cette réserve d'actions à 13 000 000 d'actions pour la dernière fois en 2011 et a augmenté de 3 500 000 le nombre d'actions ordinaires disponibles dans le cadre du régime d'options afin de continuer de disposer de suffisamment d'actions pour attribuer des options aux participants admissibles dans le cadre du programme global de rémunération de la Société.

Le tableau suivant présente les options sur actions attribuées aux membres de la haute direction par la Société au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019 :

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 2020	0,7	9,28 \$	3	7
Janvier 2019 ¹	1,2	5,59 \$	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.

17. Actions privilégiées

A. Dividendes

Le tableau suivant résume la valeur des dividendes déclarés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019 :

Série	Montants trimestriels	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
		2020	2019	2020	2019 ¹
A	0,16931	2	1	5	3
B ²	0,14359	—	1	1	1
C	0,25169	3	3	9	6
E	0,32463	3	3	9	6
G	0,31175	2	2	6	4
Total pour la période		10	10	30	20

1) Au 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 %.

Le 22 juillet 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payé le 30 septembre 2020, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,14359 \$ 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 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

Le 3 novembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 décembre 2020, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13693 \$ 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 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

18. Engagements et éventualités

A. Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2019, en 2020, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et de livraison	—	2	11	5	3	4	25
Transport	—	3	5	5	5	7	25
Total	—	5	16	10	8	11	50

Contrats de gaz naturel et de livraison

La Société a des contrats d'achat de gaz naturel à prix ou à volume fixe et des contrats de transport. Le tableau ci-dessus tient compte du différentiel de prix ou de volume fixe dans les contrats de gaz naturel et de livraison, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. En plus des engagements susmentionnés, à la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, un contrat de 15 ans a été négocié pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel d'ici 2023. Ce contrat remplacerait l'engagement actuel de la Société d'acheter 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui reste en place jusqu'à la clôture de la transaction.

Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites. Les montants dans le tableau ci-dessus tiennent compte du différentiel dans les contrats de capacité de transport, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019.

B. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations, poursuites judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit. Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 35 des états financiers consolidés annuels audités. Les changements à ces éventualités au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 sont présentés ci-après :

I. Procédure visant une règle relative aux pertes en ligne

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes en ligne devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes en ligne, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. L'AUC a rendu une décision exposant la méthode à utiliser rétroactivement, de sorte que la Société pouvait estimer la somme rétroactive potentielle totale qu'elle risquait de devoir payer relativement à sa production d'énergie ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La facture unique liée aux ajustements historiques devait être transmise en avril 2021, le règlement en espèces étant prévu en juin 2021. La provision précédente, qui était basée sur des données connues, était d'environ 12 millions de dollars.

L'AESO a demandé à l'AUC d'approuver un règlement de «facturation à l'utilisation», au lieu de l'établissement d'une seule facture. Cette forme de règlement permettrait à l'AESO d'émettre une facture pour chaque année historique au fur et à mesure que les facteurs de pertes en ligne sont recalculés, augmentant certains frais pour 2020. L'AUC s'est récemment prononcée sur la demande de l'AESO et a approuvé un processus de règlement des factures qui sera divisé en trois périodes (de 2006 à 2009, de 2010 à 2013 et de 2014 à 2016).

Nous avons reçu la première facture (de 2014 à 2016) pour les pertes en ligne le 22 octobre 2020, payable avant la fin de l'exercice considéré, et nous attendons à ce que les deux autres factures soient établies en 2021. Le montant net dû pour la période considérée est d'environ 6 millions de dollars.

L'encours total au titre des pertes en ligne (y compris le montant de 6 millions de dollars susmentionné) est estimé à environ 14 millions de dollars. Bien que nous fassions relativement confiance au calcul de l'AESO pour la première facture, le montant des deux autres factures reste susceptible de faire l'objet de révisions et de modifications.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans un litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») concernant 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 valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Cette affaire devrait être instruite à partir du 3 mai 2021 plutôt que du 15 juin 2020, mais elle pourrait être reportée encore selon l'ampleur des restrictions toujours en vigueur du fait de la pandémie de COVID-19.

La Société était partie à un second litige portant sur les réclamations de FMG contre TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclamait certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclamait le remboursement de certains coûts non réglés. Le 9 septembre 2020, le litige a été réglé et rejeté par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale, donnant lieu à un versement de 6 millions de dollars américains à TransAlta.

III. Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») 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 de TransAlta Corporation alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tente de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été reportée et le procès de deux semaines (possiblement trois) débutera le 19 avril 2021 plutôt qu'en septembre 2020. Elle pourrait être reportée encore selon l'ampleur des restrictions en vigueur du fait de la pandémie de COVID-19.

IV. Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel devrait être entendu le 8 avril 2021. TransAlta pense que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

V. Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta Generation Partnership («TAGP») a invoqué un cas de force majeure conformément au Contrat d'achat d'électricité de Keephills (le «CAÉ»). ENMAX, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure. Le Balancing Pool a eu gain de cause devant les tribunaux en faisant valoir qu'il a le droit, conformément au CAÉ, de commencer une procédure arbitrale, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ, ENMAX. Par conséquent, l'audience d'arbitrage concernant ce cas de force majeure reprendra et devrait se dérouler avant la fin de l'année 2021.

19. Informations sectorielles

A. Résultats présentés par secteur

Trois mois clos le 30 septembre 2020	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	142	119	57	43	61	41	50	1	514
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	139	82	17	3	5	5	–	1	252
Marge brute	3	37	40	40	56	36	50	–	262
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	31	15	13	7	14	9	9	16	114
Amortissement	65	24	13	11	34	8	–	7	162
Dépréciation d'actifs	70	4	–	–	–	2	–	–	76
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	1	–	–	3	(1)	–	–	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	–	–	–	–	–	–	–	(10)
Résultats d'exploitation	(158)	(7)	14	22	5	18	41	(23)	(88)
Produits tirés des contrats de location-financement									2
Charge d'intérêts nette									(56)
Profit de change									11
Profit à la vente d'actifs									2
Résultat avant impôts sur le résultat									(129)

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails.

Trois mois clos le 30 septembre 2019	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	208	184	46	39	52	40	26	(2)	593
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	129	107	14	2	4	3	–	(2)	257
Marge brute	79	77	32	37	48	37	26	–	336
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	34	18	11	9	12	8	5	17	114
Amortissement	53	24	11	11	34	8	–	7	148
Dépréciation d'actifs (reprises)	–	(42)	–	–	–	2	–	18	(22)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	–	–	2	1	–	1	8
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 3 J))	(56)	–	–	–	–	–	–	–	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	–	(1)	–	–	–	–	–	(11)
Résultats d'exploitation	55	76	11	17	–	18	21	(43)	155
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	2	–	–	–	–	–	2
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(55)
Perte de change	–	–	–	–	–	–	–	–	(9)
Autres pertes	–	–	–	–	–	–	–	–	(6)
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	87

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails.

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	488	329	156	121	240	121	103	(1)	1 557
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	399	167	45	8	14	9	–	(1)	641
Marge brute	89	162	111	113	226	112	103	–	916
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	97	46	37	23	40	28	24	59	354
Amortissement	200	71	34	34	101	21	1	19	481
Dépréciation d'actifs (reprises)	68	(3)	–	–	–	2	–	–	67
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	4	1	–	7	1	–	–	25
Autres résultats d'exploitation, montant net	(30)	–	–	–	–	–	–	–	(30)
Résultats d'exploitation	(258)	44	39	56	78	60	78	(78)	19
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	4	–	–	–	–	–	4
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(175)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	15
Profit à la vente d'actifs	–	–	–	–	–	–	–	–	2
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(135)

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails.

Neuf mois clos le 30 septembre 2019	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Gaz - Amérique du Nord ²	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	608	416	158	120	213	126	98	(1)	1 738
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	426	295	57	6	11	6	—	(1)	800
Marge brute	182	121	101	114	202	120	98	—	938
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	102	50	33	27	37	26	22	51	348
Amortissement	172	60	31	36	92	23	1	21	436
Dépréciation d'actifs (reprises)	—	(42)	—	—	—	2	—	18	(22)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	—	6	2	—	1	23
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 3 J))	(56)	—	—	—	—	—	—	—	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(30)	—	(1)	—	(4)	—	—	2	(33)
Résultats d'exploitation	(16)	50	37	51	71	67	75	(93)	242
Produits tirés des contrats de location-financement									5
Charge d'intérêts nette									(161)
Perte de change									(18)
Autres pertes									(18)
Résultat avant impôts sur le résultat									50

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 3 H) pour plus de détails.

IV. Amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre l'amortissement selon les comptes de résultat consolidés et celui selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2020	2019	2020	2019
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés	162	148	481	436
Amortissement compris au poste Coût du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 5)	33	29	86	88
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	195	177	567	524

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 de douze mois close le 30 septembre 2020 :

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

0,7 fois

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

Informations supplémentaires

		Au 30 sept. 2020	31 déc. 2019
Cours de clôture (TSX) (\$)		8,19	9,28
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	11,23	10,14
	Bas	5,32	5,50
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		4,4	4,5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		19,4	19,0
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté ^{1,2} (multiple)		3,8	3,9
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé ^{1,2,3} (multiple)		4,5	4,2
Dette nette ajustée sur le total du capital ¹ (%)		52,0	49,9
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		(7,7)	3,3
Rendement du capital investi ² (%)		2,4	4,3
Couverture par le résultat ² (multiple)		0,7	1,5
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2} (%)		6,6	6,6
Couverture des dividendes ² (multiple)		17,1	18,6
Rendement des actions ² (%)		2,0	1,7

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 rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» dans le présent rapport de gestion.

2) Douze derniers mois.

3) Au deuxième trimestre de 2020, nous avons ajusté le calcul afin de supprimer la partie des liquidités relative à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables pour tenir compte de la trésorerie déconsolidée. Les périodes antérieures ont également été mises à jour.

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, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante, la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP/du BAIIA aux fins de comparaison

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP - dette à long terme et obligations locatives, y compris la tranche courante de TransAlta Renewables - financement donnant droit à des avantages fiscaux / BAIIA aux fins de comparaison - BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables - BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen + dividendes reçus de TransAlta Renewables + dividendes reçus de TA Cogen

Dette nette ajustée sur le total du capital = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP / 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

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

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Les actifs hydroélectriques de la Société situés en Alberta comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

Balancing Pool

Le Balancing Pool a été créé en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et le *Balancing Pool Regulation*. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

Capacité marchande

Terme utilisé pour décrire les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

Capacité

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

Cas de force majeure

Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

Centralia

Le secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé pour refléter son seul actif.

Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ) en Alberta

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de

production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Cycle combiné

Technologie de production d'électricité selon laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur rejetée est acheminée vers une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur dans la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité.

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.

Disponibilité

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

Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

Énergie thermique en Alberta

Le secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada a été renommé pour refléter la conversion actuelle des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz. Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keepphills, ainsi que la mine de Highvale.

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.

Gazoduc Pioneer

Le gazoduc Pioneer est détenu et exploité conjointement par TransAlta et Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. L'actif est détenu en vue de sa vente et sous réserve de la conclusion de la transaction.

Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»). Un GJ est également égal à 277,8 kilowattheures («kWh»).

Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

Indemnités de résiliation de CAÉ

Le Balancing Pool a résilié les contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance et, par conséquent, a versé à TransAlta une indemnité de 157 millions de dollars au premier trimestre de 2018 ainsi qu'une indemnité supplémentaire de 56 millions de dollars (plus la TPS et les intérêts) reçue dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Interruption planifiée

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts pendant une heure.

Optimisation de la répartition

Achat d'électricité pour satisfaire aux obligations contractuelles, lorsque cela est rentable.

Réduction de la capacité nominale

Diminution de la capacité électrique nominale d'une centrale ou d'une unité.

Services auxiliaires

En vertu de la loi intitulée *Electric Utilities Act*, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour faire en sorte que le réseau électrique interconnecté soit exploité de manière à fournir un niveau de service satisfaisant grâce à des niveaux de tension et de fréquence acceptables

Térajoule (TJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un TJ équivaut à 1 000 GJ ou à un billion de joules. Un TJ est également égal à 277 778 kilowattheures («kWh»).

Turbine

Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

TransAlta Corporation

110 – 12th Avenue S.W.
Box 1900, Station "M"
Calgary (Alberta) T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Société de fiducie Computershare du Canada

Suite 600, 530 – 8 th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 3S8

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.564.6253
En dehors de l'Amérique du Nord : 514.982.7555

Télécopieur

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.453.0330
En dehors de l'Amérique du Nord : 403.267.6529

Site Web

www.investorcentre.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**Investisseurs – Demandes de renseignements****Téléphone**

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.3598
Calgary ou en dehors de l'Amérique du Nord : 403.267.2520

Courriel

investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements**Téléphone**

Sans frais : 1.855.255.9184
ou 403.267.2540

Courriel

TA_Media_Relations@transalta.com