

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 six mois closes les 30 juin 2021 et 2020, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2020. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés selon la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 30 juin 2021. 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 9 août 2021. 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	Situation financière	RG44
Description des activités	RG4	Flux de trésorerie	RG45
Abandon du charbon	RG5	Capital financier	RG47
Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG6	Nouveautés en matière de réglementation	RG50
Faits saillants	RG8	Autre analyse consolidée	RG51
Stratégie d'entreprise	RG11	Méthodes et estimations comptables critiques	RG53
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG15	Modifications comptables	RG53
Perspectives financières pour 2021	RG19	Instruments financiers	RG54
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	RG22	Gouvernance et gestion du risque	RG55
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	RG33	Contrôles et procédures de communication de l'information	RG55
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	RG33	Glossaire des termes clés	RG56
Principales informations trimestrielles	RG38	Renseignements sur la Société	RG59
Principaux ratios financiers	RG39		

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 et interruptions planifiées, y compris la conversion de l'unité 3 de la centrale de Keephills; le rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance en unité à cycle combiné, y compris l'émission de l'ordre de démarrage des travaux, le calendrier et les coûts d'un tel projet de rééquipement; la fermeture de la mine de Highvale, l'élimination du charbon comme source de combustible en Alberta d'ici la fin de 2021 et la réalisation des avantages de l'abandon du charbon; l'augmentation prévue du coût par tonne du charbon; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; le projet de parc éolien Garden Plain, y compris le moment de la mise en production commerciale et les coûts prévus s'y rapportant; la croissance de notre portefeuille d'énergies renouvelables, notamment le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et le projet de parc éolien Windrise, ainsi que le moment de la mise en production commerciale et les dépenses totales estimées s'y rapportant; la capacité à saisir les occasions de croissance futures avec BHP (comme elles sont définies ci-après); l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société, notamment le plan climatique du gouvernement canadien et la mise en œuvre de ses principaux aspects, y compris l'augmentation des prix du carbone, l'accroissement du financement pour les technologies propres et la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres (comme ils sont définis ci-après); la mise en œuvre du plan américain pour l'emploi (comme il est décrit ci-après) et des initiatives d'énergie renouvelable en Australie; la capacité de la Société de réaliser des avantages découlant de l'évolution de la réglementation au Canada, aux États-Unis et en Australie, notamment l'obtention de financement pour des projets d'électricité propre; l'augmentation éventuelle de la valeur des crédits compensatoires de carbone; les perspectives financières pour 2021, y compris le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison («BAIIA aux fins de comparaison»), les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2021; la hausse de la contribution à la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2021, 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; la position de couverture en Alberta pour le reste de 2021 et pour 2022; les interruptions importantes planifiées pour 2021; la perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour 2021; 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; les attentes en matière de refinancement de la dette venant à échéance en 2022; la satisfaction des conditions de règlement relativement au litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»); 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 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 autres que celles déjà annoncées, y compris aucune

modification importante à la taxe carbone et aux facteurs de rendement; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements à long terme et du crédit; les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 80 \$ le mégawattheure («MWh») et 100 \$ par MWh; les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 45 \$ US le MWh et 55 \$ US par MWh; le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; la prolongation 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; et la croissance des activités de TransAlta Renewables. Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes 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, 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 variation de la demande en électricité à court ou à long terme, y compris une baisse des prix marchands en Alberta, en Ontario 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; des changements touchant le crédit et les 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 ou réduction de valeur 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; 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; 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 et le facteur de capacité éolienne; 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; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités; 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, y compris les cyberattaques; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun, voire tout court, le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; 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; des changements dans le paiement de dividendes futurs, y compris ceux 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; la hausse des coûts ou les retards dans la conversion des unités de production alimentées au charbon en unités de production alimentées au gaz; une hausse des coûts ou des retards dans la construction ou la mise en service de gazoducs à des unités converties; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le bénéfice; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires

et contractuels visant la Société; 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 2020, 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 rapport de gestion. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion et les états financiers connexes ne sont formulés qu'à la date du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons pas à mettre ces énoncés prospectifs à jour publiquement en fonction de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou de tout autre facteur. 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.

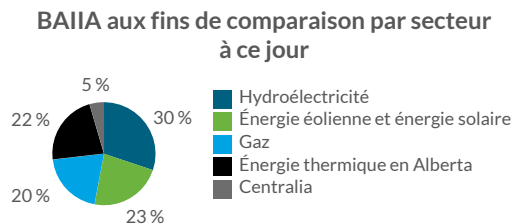
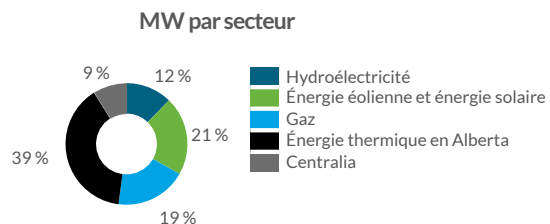
Description des activités

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada, qui compte plus de 110 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement recourant à un large éventail de combustibles, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique.

Au 30 juin 2021, nos actifs avaient une capacité installée brute de 7 458 MW.

	Alberta, Canada		Canada, sans l'Alberta		États-Unis		Australie		Total	
	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales
Hydroélectricité	834	17	91	9	1	1	—	—	926	27
Énergie éolienne et énergie solaire	425	11	750	9	397	6	—	—	1 572	26
Gaz	300	2	645	3	29	1	450	6	1 424	12
Énergie thermique en Alberta ¹	2 866	8	—	—	—	—	—	—	2 866	8
Centralia	—	—	—	—	670	1	—	—	670	1
Total	4 425	38	1 486	21	1 097	9	450	6	7 458	74

1) Quatre centrales ont été converties au gaz.



Exclusion faite des centrales comprises dans le portefeuille de centrales électriques en Alberta, 91 % de la capacité installée brute de TransAlta est visée par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme. Ces CAÉ ont une durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle de neuf ans.

Abandon du charbon

La Société est actuellement dans une phase de transition pluriannuelle visant à convertir ou à mettre hors service toutes ses unités thermiques au charbon d'ici la fin de 2025. Nous sommes en voie d'éliminer le charbon comme source de combustible en Alberta d'ici la fin de 2021. Cette transition entraînera l'arrêt de la production au charbon dans toutes les unités thermiques au charbon en Alberta et l'arrêt de toutes les activités d'exploitation minière du charbon d'ici le 31 décembre 2021.

Au premier semestre de 2021, nous avons achevé la conversion au gaz à l'unité 6 de la centrale de Sundance et à l'unité 1 de la centrale de Sheerness qui n'est pas en exploitation, les deux unités étant maintenant alimentées uniquement au gaz. Le 19 juillet 2021, nous avons annoncé l'achèvement de la conversion au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills pour laquelle les dépenses engagées ont totalisé 35 millions de dollars. La conversion au gaz de l'unité 3 de la centrale de Keephills devrait commencer à la mi-septembre et être achevée d'ici la fin novembre.

L'abandon du charbon réduira considérablement les coûts de conformité liés au carbone dans l'avenir. En 2021, les coûts de conformité liés au carbone des centrales alimentées au charbon sont d'environ 27 \$ par MWh, tandis que ceux des centrales alimentées au gaz sont d'environ 8 \$ par MWh. Au deuxième trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone se sont élevés à 37 millions de dollars. Si l'ensemble du portefeuille en Alberta avait été entièrement converti au gaz, ces coûts auraient été inférieurs de 15 millions de dollars à 20 millions de dollars.

Notre centrale alimentée au charbon de Centralia dans l'État de Washington s'est engagée à cesser ses activités dans le cadre du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill*. Conformément à notre engagement en vertu de ce projet de loi, l'unité 1 de Centralia a cessé ses activités le 31 décembre 2020 et l'unité restante devrait en faire autant le 31 décembre 2025.

Le tableau ci-après présente les centrales converties au gaz :

Projet	MW	Dépenses liées aux projets de conversion ¹	Date d'achèvement du projet
Unité 2 de la centrale de Keephills	395	35 \$	T2 2021
Unité 6 de la centrale de Sundance	401	39 \$	T1 2021
Unité 1 de la centrale de Sheerness	400	7 \$	T1 2021
Unité 2 de la centrale de Sheerness	400	14 \$	T1 2020

¹) Les dépenses liées aux projets de conversion comprennent les coûts associés à la transition vers les technologies d'alimentation au gaz. Les autres travaux d'entretien d'envergure planifiés ont été inclus dans les dépenses d'investissement de maintien.

Le tableau ci-après présente les projets de conversion au gaz en cours et l'état d'avancement de chacun de ces projets :

Projet	MW	Total du projet		Dépenses engagées à ce jour	Dépenses résiduelles estimées pour 2021	Date d'achèvement prévue ¹	État
		Dépenses estimées					
Unité 3 de la centrale de Keephills	463	31	— 35	14	17	T4 2021	Les principaux équipements ont été reçus sur le site et les activités de construction avant l'interruption sont en cours.
Rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance ²	746	900	— 950	154	146	S1 2024	La Société continue d'évaluer le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance en tenant compte de l'augmentation des coûts, de la dynamique de l'offre et de la demande dans le marché de l'Alberta, ainsi que de l'évolution du contexte réglementaire. La Société a réalisé un processus concurrentiel d'appels d'offres supplémentaire pour le contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction et examine actuellement ces offres ainsi que le total des coûts du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance.

1) S1 est défini comme le premier semestre de l'exercice.

2) Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service l'unité alimentée au charbon le 1^{er} novembre 2021.

Portefeuille de centrales électriques en Alberta

Le portefeuille de centrales électriques en Alberta comprend des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques exploitées principalement sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. La variabilité de la production par centrale s'explique par la diversité de nos types de combustibles, ce qui facilite la gestion du portefeuille et permet de maximiser les marges d'exploitation. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

Le 31 décembre 2020, les contrats d'achat d'électricité en Alberta («CAÉ en Alberta») de nos actifs hydroélectriques en Alberta, des unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont expiré. Le 1^{er} janvier 2021, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta et constituent un élément essentiel des activités d'optimisation du portefeuille en Alberta.

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Production (GWh)				
Hydroélectricité	423	534	750	845
Énergie éolienne	204	259	507	600
Gaz	105	133	250	282
Énergie thermique	2 386	2 151	4 494	5 124
Total de la production du portefeuille de centrales électriques en Alberta (GWh)	3 118	3 077	6 001	6 851
Produits des activités ordinaires du portefeuille de centrales électriques en Alberta aux fins de comparaison ¹	352 \$	188 \$	652 \$	446 \$
Position de couverture économique (pourcentage) – Énergie thermique en Alberta ²	71	100	73	100
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	105 \$	30 \$	100 \$	48 \$
Prix de l'électricité réalisés par MWh ^{1,3}	113 \$	61 \$	109 \$	65 \$

1) Comprennent des ajustements aux produits des activités ordinaires aux fins de comparaison. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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.

2) Correspond au pourcentage de la production vendue à terme à la fin de la période de présentation de l'information financière pour les actifs du secteur Énergie thermique en Alberta seulement. Le programme de couverture est axé principalement sur la production des actifs du secteur Énergie thermique en Alberta.

3) Le prix de l'électricité réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé de l'électricité vendue aux termes des contrats commerciaux de la Société et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

Faits saillants

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Disponibilité ajustée (%) ¹	84,8	91,5	86,7	92,2
Production (GWh)	4 688	4 607	10 229	11 093
Produits des activités ordinaires	619	437	1 261	1 043
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	212	116	455	309
Coûts de conformité liés au carbone ²	42	35	92	80
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	151	112	256	240
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(12)	(60)	(42)	(33)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	80	121	337	335
BAIIA aux fins de comparaison ³	302	217	612	437
Fonds provenant des activités d'exploitation ³	250	159	461	331
Flux de trésorerie disponibles ³	138	91	267	200
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,04)	(0,22)	(0,16)	(0,12)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ³	0,92	0,58	1,70	1,20
Flux de trésorerie disponibles par action ³	0,51	0,33	0,99	0,72
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ⁴	0,0450	0,0425	0,0450	0,0850
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁵	0,2536	0,2533	0,2536	0,5123

Aux	30 juin 2021	31 déc. 2020
Total de l'actif	9 366	9 747
Total de la dette nette consolidée ^{3,6}	2 784	2 975
Total des passifs non courants	5 066	5 376

1) La disponibilité ajustée de la période précédente a été révisée de façon à inclure le secteur Hydroélectricité.

2) Aux premier et deuxième trimestres de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

3) 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'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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.

4) Au premier trimestre de 2021, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2021 ayant été déclaré en décembre 2020.

5) 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.

6) 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 débiteurs 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 («OCP») 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.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, notre portefeuille de centrales électriques en Alberta a affiché un rendement exceptionnel, ce qui a permis à la Société de réaliser une performance globale solide. Les secteurs Hydroélectricité et Énergie thermique en Alberta ont eu tous deux une excellente disponibilité pendant les périodes de tarification de pointe, lesquelles ont découlé des températures anormalement chaudes, combinées à des périodes d'interruption planifiée dans les centrales thermiques à l'échelle de la province. Le portefeuille d'actifs marchands en Alberta était bien placé pour tirer parti des possibilités découlant d'excellentes conditions du marché au comptant par l'intermédiaire des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires. À cela s'est ajoutée la solide performance du secteur Commercialisation de l'énergie. Au cours du trimestre, nous avons révisé et augmenté les fourchettes prévues à l'égard du BAIIA aux fins de comparaison et des flux de trésorerie disponibles, car nous avons modifié nos prévisions relatives aux prix de l'électricité en Alberta pour le reste de l'exercice. Se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les prévisions mises à jour.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 s'est établie respectivement à 84,8 % et 86,7 %, en regard de respectivement 91,5 % et 92,2 % pour les périodes correspondantes de 2020. La diminution s'explique principalement par l'augmentation du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées dans les secteurs Centralia, Hydroélectricité et Gaz en Amérique du Nord, l'interruption planifiée pour la conversion des chaudières de l'unité 2 de la centrale de Keephills et l'augmentation du nombre de réductions de la capacité nominale dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Les répercussions négatives des interruptions dans le secteur Centralia d'un exercice à l'autre ont été plus importantes au cours de l'exercice considéré en raison de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia en décembre 2020.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 s'est élevée à respectivement 4 688 GWh et 10 229 GWh par rapport à 4 607 GWh et 11 093 GWh pour les périodes correspondantes de 2020. La légère hausse de la production pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 découle d'une plus grande optimisation de la répartition dans le secteur Énergie thermique en Alberta et d'une plus faible optimisation de la répartition dans le secteur Centralia, le tout en grande partie contrebalancé par la baisse de la disponibilité dans les secteurs Hydroélectricité et Centralia, la baisse des ressources éoliennes dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia. La baisse de la production pour la période de six mois close le 30 juin 2021 s'explique principalement par les activités d'optimisation du portefeuille dans le secteur Énergie thermique en Alberta, la baisse de la disponibilité ajustée dans l'ensemble des installations, la baisse des ressources éoliennes dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia, le tout en partie contrebalancé par une plus faible optimisation de la répartition dans le secteur Centralia et une augmentation de la production dans le secteur Gaz en Amérique du Nord en raison de l'ajout de la centrale Ada.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 182 millions de dollars et 218 millions de dollars en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique par la hausse des prix réalisés obtenus dans le marché de l'Alberta grâce à nos activités d'optimisation et d'exploitation et l'élimination des obligations de paiement, montant net, aux termes des CAÉ en Alberta de la période précédente. Les produits des activités ordinaires ont également augmenté en raison de la solide performance du secteur Commercialisation de l'énergie, d'une augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Gaz en Amérique du Nord en raison de l'ajout de la centrale Ada, et d'une augmentation dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de l'ajout de la centrale Skookumchuck. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par le recul de la production dans les secteurs Énergie thermique en Alberta, Centralia, et Énergie éolienne et énergie solaire.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de respectivement 96 millions de dollars et 146 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, en regard de ceux des périodes correspondantes de 2020. Dans le secteur Centralia, nos marges ont diminué par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020, compte tenu du prix plus élevé de l'électricité achetée au cours des périodes de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant des interruptions planifiées et non planifiées. En outre, dans le secteur Énergie thermique en Alberta, la hausse du prix du gaz, la hausse de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale ont contribué à l'augmentation des coûts du combustible.

Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté de respectivement 7 millions de dollars et 12 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2020, du fait d'une augmentation du prix du carbone par tonne, contrebalancée en partie par la réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») attribuable aux modifications à la gamme de combustibles étant donné que nous avons davantage recours au gaz naturel et à l'énergie thermique et moins au charbon dans le cadre de nos activités. Le recours au gaz naturel dans le cadre de nos activités permet de réduire les coûts de conformité liés au carbone, puisque nos émissions de GES sont ainsi moins élevées que si nous utilisions du charbon. En outre, pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, la hausse de la production dans le secteur Énergie thermique en Alberta a contribué à une hausse des

coûts de conformité liés au carbone, tandis que pour la période de six mois clos le 30 juin 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été en partie contrebalancés par la baisse de la production dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 39 millions de dollars et 16 millions de dollars en regard de celles des périodes correspondantes de 2020. Pour le deuxième trimestre de 2021, nous avons comptabilisé une réduction de valeur de 25 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liée à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz. De plus, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la variabilité causée par le swap sur rendement total a entraîné respectivement une variation défavorable de 5 millions de dollars et une variation favorable de 13 millions de dollars. Au premier trimestre de 2021, nous avons reçu des fonds de 8 millions de dollars au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada («SSUC»). Compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total, des fonds reçus au titre de la SSUC et de la réduction de valeur des stocks, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été plus élevées pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 en comparaison de celles des périodes correspondantes de 2020, principalement du fait de l'augmentation des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance, du règlement des provisions et de la hausse des charges liées aux incitatifs. Conformément à l'engagement pris, les fonds reçus au titre de la SSUC ont été utilisés pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a augmenté de respectivement 85 millions de dollars et 175 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison des secteurs Énergie thermique en Alberta et Hydroélectricité, contrebalancée en partie par une diminution de la performance des secteurs Centralia, Gaz en Amérique du Nord, et Énergie éolienne et énergie solaire. Depuis le début de l'exercice, le secteur Commercialisation de l'énergie a également enregistré des résultats plus solides que ceux de 2020. 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.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 138 millions de dollars et 267 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, une augmentation de respectivement 47 millions de dollars et 67 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien, le règlement des provisions et la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 s'est établie à respectivement 12 millions de dollars et 42 millions de dollars, comparativement à une perte nette de respectivement 60 millions de dollars et 33 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2020. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a respectivement augmenté de 48 millions de dollars et diminué de 9 millions de dollars comparativement à celui des périodes correspondantes de 2020 en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison, du profit à la vente du gazoduc Pioneer et de la baisse de l'amortissement, le tout en partie contrebalancé par la hausse de l'impôt sur le résultat. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, la hausse des produits tirés des contrats de location-financement et les variations des taux de change, contrebalancées par une dépréciation d'actifs plus importante par rapport à celle de la période correspondante de 2020, ont également eu une incidence sur le résultat.

Stratégie d'entreprise

Nous avons comme objectif de créer de la valeur pour les actionnaires en obtenant de solides rendements grâce à une combinaison de rendement des actions et de croissance rigoureuse des flux de trésorerie par action. La croissance de nos flux de trésorerie sectoriels découle de l'optimisation et de la diversification de nos actifs existants et de l'expansion de notre portefeuille global et de notre présence au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous nous concentrons sur ces territoires, car notre savoir-faire, notre envergure et notre gamme diversifiée de combustibles créent un avantage concurrentiel dont nous pouvons tirer parti pour saisir des occasions d'expansion et créer de la valeur pour nos actionnaires. Notre stratégie repose également sur des cibles environnementales, sociales et de gouvernance («ESG») ambitieuses mais atteignables, y compris notre engagement à atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Évolution de la réglementation

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique intitulé «Un environnement sain et une économie saine» qui énonce la façon dont le gouvernement fédéral prévoit utiliser des politiques, des règlements et du financement pour réaliser la cible de réduction des émissions de GES du Canada aux termes de l'Accord de Paris. Le plan repose sur trois aspects principaux : l'augmentation des prix du carbone et des obligations relatives au carbone, l'accroissement du financement pour les technologies propres et la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres. Le budget fédéral de 2021 propose d'injecter des sommes importantes pour la mise en œuvre des composantes du plan climatique et d'autres mesures, notamment un possible crédit d'impôt pour les projets de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. Le 22 avril 2021, le premier ministre Trudeau a revu à la hausse la cible du Canada en matière de réduction des GES, la faisant passer d'ici 2030 de 40 % à 45 % par rapport au niveau de 2005. Le gouvernement a indiqué qu'il consultera les provinces et les acteurs du secteur concernant de nombreuses composantes du plan, ce qui fait perdurer d'importantes incertitudes quant à la forme finale de la réglementation et des autres initiatives connexes. Cette politique permettra à TransAlta de fournir des solutions d'électricité propre aux industries qui cherchent à réduire leur exposition au risque lié à la réglementation, à obtenir du financement du gouvernement fédéral pour des projets d'électricité propre et, dans certaines circonstances, à augmenter la valeur des crédits compensatoires de carbone pour les nouveaux projets d'énergies renouvelables.

Le 31 mars 2021, le président Biden a présenté l'*American Jobs Plan* (le «plan américain pour l'emploi») axé principalement sur la lutte contre les changements climatiques. Le plan américain pour l'emploi propose d'investir 2 billions de dollars au cours de la prochaine décennie afin de rebâtir l'infrastructure des transports, de rendre les infrastructures existantes et nouvelles plus résistantes aux changements climatiques, de créer des systèmes énergétiques plus propres, de soutenir le déploiement des véhicules électriques et d'assurer une croissance de l'emploi, particulièrement pour les personnes à faible revenu et les communautés de couleur. Ce plan entraînera une augmentation de la demande d'électricité sur le marché américain. Cette politique permet à TransAlta de bénéficier d'autres incitatifs gouvernementaux pour la mise en valeur des énergies renouvelables ainsi que d'une augmentation globale de la demande en raison de l'électrification accrue de l'économie et des efforts de décarbonisation continus des entreprises afin d'atteindre les objectifs réglementaires et ESG.

La transition de l'Australie vers les énergies renouvelables a été historiquement facilitée par une combinaison d'initiatives des gouvernements fédéral et étatiques en ce sens. À l'heure actuelle, tous les États de l'Australie ont établi des cibles en matière d'énergies renouvelables, et beaucoup d'entre eux se sont dotés de cibles ambitieuses à court terme. Les deux États les plus peuplés, soit la Nouvelle-Galles du Sud et Victoria, ont établi des cibles réglementées visant l'atteinte d'une part d'énergie renouvelable de respectivement 60 % et 50 % d'ici 2030. Le besoin d'un approvisionnement et d'un stockage garantis pour assurer une transition rapide vers les énergies renouvelables a également été reconnu et certains États, comme la Nouvelle-Galles du Sud et le Queensland, ont inclus des cibles sur ces aspects dans leurs programmes de transition vers les énergies renouvelables respectifs. Au sein du National Electricity Market («NEM»), des zones d'énergies renouvelables sont établies afin de réduire certains risques liés à l'accès au réseau et à la performance du réseau pour les nouveaux projets d'énergies renouvelables et de stockage. Le cadre réglementaire appuyant la transition vers les énergies renouvelables continue d'évoluer et la transformation rapide du système d'approvisionnement, qui sera le résultat des

initiatives susmentionnées, permettra l'entrée d'un volume considérable de nouvelles capacités de production et de stockage d'énergies renouvelables au sein du NEM, créant des possibilités auxquelles TransAlta pourrait participer.

En Australie, les entreprises sont réceptives aux initiatives du gouvernement, ainsi qu'aux commentaires des actionnaires et des clients, et nombre d'entre elles s'engagent à atteindre des cibles de réduction des émissions de CO₂ supérieures aux cibles réglementées, ce qui crée un contexte favorable aux investissements supplémentaires dans des projets d'énergies renouvelables comme la centrale solaire récemment annoncée qui sera construite par TransAlta pour son client, BHP Nickel West, à Mount Keith et à Leinster, en Australie-Occidentale.

Croissance

La Société demeure bien positionnée pour assurer sa croissance sur ses principaux marchés. Nous nous concentrons sur le développement de solutions de production pour les clients qui répondent à leurs besoins en matière d'énergie propre, fiable et à faible coût. La Société continue de constituer un solide portefeuille d'occasions de croissance liées à des projets qui en sont à diverses étapes de développement et dont la capacité potentielle va de 3 180 MW à 3 780 MW, comme le présentent les tableaux ci-après.

Nouveaux projets annoncés

Contrat d'énergie solaire avec BHP Nickel West

La Société a conclu un contrat en vue de fournir à BHP Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Les activités de construction débuteront au quatrième trimestre de 2021 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 73 millions de dollars australiens. Il s'agit du premier projet de croissance important convenu dans le cadre du CAÉ prolongé qui a été signé en octobre 2020. La Société continue d'explorer activement d'autres occasions de croissance avec BHP.

Projet de parc éolien Garden Plain

La Société a conclu un CAÉ à long terme avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») aux termes duquel Pembina s'engage à acheter les attributs d'électricité renouvelable et attributs environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain («Garden Plain») de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de gestion. Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction débuteront à l'automne 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars.

Projets en construction

Ces projets, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration et sont en cours de construction. Les projets en construction seront financés au moyen des liquidités existantes à court terme. Nous continuerons d'envisager le financement de projets comme solution de financement à long terme pour chacun des actifs.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet		Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ	BAIIA annuel prévu ²	État
				Dépenses estimées					
Projets en construction									
Canada									
Windrise ³	Énergie éolienne	AB	207	270	– 285	S2 2021	20	20 - 22	<ul style="list-style-type: none"> – Activités d'installation des éoliennes en cours – Mise sous tension de la ligne de transport le 10 juin – Projet achevé à environ 88 % en date du 30 juin 2021
Garden Plain ⁴	Énergie éolienne	AB	130	190	– 200	S2 2022	18	14 - 18	<ul style="list-style-type: none"> – Commande d'éoliennes effectuée – Progression de l'étude détaillée en prévision du lancement des processus d'approvisionnement – Réalisation d'une étude géotechnique exhaustive – Obtention d'un permis et d'une licence modifiés auprès de l'AUC pour la centrale – Projet en voie d'être achevé dans les délais
Australie									
Nord de la région de Goldfields ⁵	Énergie solaire hybride	WA	48	64	– 68	S2 2022	16	8 - 9	<ul style="list-style-type: none"> – Émission d'un ordre restreint de démarrage des travaux pour les commandes d'articles à longs délais de livraison
Total			385	524	– 553			42 - 49	

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

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 «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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) Le projet de parc éolien Windrise a été vendu à TransAlta Renewables le 26 février 2021.

4) Le CAÉ de Garden Plain vise 100 MW sur la capacité totale de 130 MW de la centrale.

5) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en trésorerie de ce projet sont en dollars australiens et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Les dépenses estimées sont d'environ 69 millions de dollars australiens à 73 millions de dollars australiens, et le BAIIA annuel prévu est d'environ 9 millions de dollars australiens à 10 millions de dollars australiens.

Projets à un stade de développement avancé

Ces projets ont fait l'objet d'une étude détaillée, sont à une position avancée de la file d'attente aux fins d'interconnexion et poursuivent des occasions d'enlèvement. Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)	Dépenses estimées	BAIIA annuel prévu ¹
Projets à un stade de développement avancé					
États-Unis					
Horizon Hill	Énergie éolienne	Oklahoma	200	275 \$ US - 290 \$ US	20 \$ US - 30 \$ US
White Rock East	Énergie éolienne	Oklahoma	200	275 \$ US - 290 \$ US	20 \$ US - 30 \$ US
White Rock West	Énergie éolienne	Oklahoma	100	135 \$ US - 145 \$ US	10 \$ US - 15 \$ US
Total			500	685 \$ US - 725 \$ US	50 \$ US - 75 \$ US

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'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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.

Projets aux premiers stades de développement

Ces projets en sont aux premiers stades de développement et peuvent ou non se concrétiser. En général, ces projets auront :

- recueilli des données météorologiques;
- commencé à obtenir le contrôle des terrains;
- entrepris des études environnementales;
- confirmé l'accès approprié au transport;
- entamé les processus préliminaires d'obtention des permis et d'autres approbations réglementaires.

Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement aux premiers stades de développement :

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)
Projets aux premiers stades de développement			
Canada			
Riplinger Wind	Énergie éolienne	Alberta	300
Unités 1 et 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	140
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	90
Possibilités de stockage en Alberta	Stockage à batteries	Alberta	100
Possibilités de cogénération	Gaz	Alberta et Ontario	30
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie solaire en Alberta	Énergie solaire	Alberta	170
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Alberta et Saskatchewan	250
Projet de pompage hydraulique de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 - 900
Total			1 380 - 1 980
États-Unis			
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	185
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Wild Waters	Énergie éolienne	Minnesota	40
Projets éoliens potentiels liés à PJM	Énergie éolienne	Pennsylvanie/Wyoming	220
Projets solaires potentiels aux États-Unis	Énergie solaire	Texas/Indiana	200
Total			695
Australie			
Expansion dans le nord de la région de Goldfields	Gaz, énergie solaire et énergie éolienne	Australie-Occidentale	85
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
Exploitation minière sur place en région éloignée	Gaz	Australie-Occidentale	85
Total			220

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Contrat d'énergie solaire avec BHP Nickel West

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy, une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Les activités de construction débuteront au quatrième trimestre de 2021 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 73 millions de dollars australiens.

Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en tant qu'unité alimentée au charbon

Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a donné avis à l'AESO de son intention de mettre hors service à compter du 1^{er} novembre 2021 l'unité 5 de la centrale alimentée au charbon de Sundance actuellement mise temporairement à l'arrêt et de résilier le contrat de service de transport qui s'y rapporte. En vertu de la réglementation applicable, une mise à l'arrêt temporaire peut être prolongée d'au plus 24 mois suivant le début de l'arrêt; après ce délai, l'unité doit être remise en service, ou le contrat de service de transport doit être résilié (ce qui a pour effet de mettre l'unité hors service en tant qu'installation alimentée au charbon). L'AESO avait antérieurement

accordé une prolongation de la mise à l'arrêt de l'unité 5 de la centrale de Sundance jusqu'au 1^{er} novembre 2021. Par conséquent, l'unité 5 de la centrale de Sundance ne sera pas remise en service en tant qu'unité alimentée au charbon.

Achèvement de la conversion au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 juillet 2021, la Société a annoncé l'achèvement de la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keephills, qui est passée du charbon thermique au gaz naturel. En février 2021, la Société a également achevé la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance. L'unité 2 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance conserveront toutes deux leur capacité nominale de production de 395 MW et de 401 MW, respectivement. Ces projets de conversion au gaz permettront de réduire nos émissions de CO₂ de plus de la moitié et font progresser notre plan de transition vers une énergie propre à 100 % en Alberta d'ici la fin de 2021.

Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente précédemment annoncée du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit en espèces net revenant à TransAlta au titre de la vente de sa participation de 50 % totalise environ 128 millions de dollars, sous réserve de certains ajustements. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer fera partie des systèmes de transport de gaz naturel de NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») et d'ATCO en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de la Société à Sundance et à Keephills. Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu d'autres contrats de livraison à long terme avec NGTL portant à 400 TJ/jour le volume visé au titre des services de livraison de gaz, nouveaux et existants, d'ici la fin de 2023.

Projet de parc éolien Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ à long terme avec Pembina aux termes duquel Pembina s'engage à acheter les attributs d'électricité renouvelable et attributs environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de gestion. Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction débuteront à l'automne 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars.

Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat proroge l'échéance du contrat initial, qui passe du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Le contrat stipule que si la Société ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, le contrat modifié et mis à jour prendra fin automatiquement le 31 décembre 2025. La Société est en pourparlers avec les trois autres preneurs industriels existants en vue de la prolongation de leur approvisionnement en électricité et en vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia selon des modalités comparables. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. Le 19 juillet 2021, la SIERE a publié un rapport d'acquisition annuel qui comprenait des détails provisoires concernant les mécanismes d'approvisionnement à moyen et à long terme liés à la capacité de production, existante et nouvelle, à compter de 2026. La Société prendra part au processus de consultation en vue d'obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia à la fin du contrat actuel.

TransAlta Renewables figure au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes

Au deuxième trimestre de 2021, TransAlta Renewables, une filiale de la Société, a été inscrite au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes de Corporate Knights pour 2021. Le classement des 50 meilleures entreprises citoyennes est issu de l'évaluation d'entreprises canadiennes par rapport aux autres entreprises de leur secteur en fonction de 24 indicateurs clés de rendement touchant les ESG et à la lumière des informations publiées. La Société s'engage à assurer l'amélioration continue des enjeux ESG fondamentaux et à veiller à ce que sa création de valeur économique soit équilibrée grâce à une proposition de valeur en faveur de l'environnement et des collectivités.

Équité, diversité et inclusion

Le 3 mai 2021, TransAlta a annoncé qu'elle avait obtenu la certification de Diversio, une entreprise technologique qui établit la norme mondiale en matière de diversité et d'inclusion, pour son engagement continu à l'égard de l'équité, de la diversité et de l'inclusion en milieu de travail et sa performance exceptionnelle en cette matière. TransAlta est la première société ouverte du secteur de l'énergie à recevoir cette certification. La certification est reconnue par plusieurs organisations de premier plan et signale aux investisseurs, employés, clients et autres parties prenantes que la Société passe de la parole aux actes pour faire avancer les choses en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

Emprunt lié au développement durable

En mars 2021, TransAlta a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit consortiale de 1,25 milliard de dollars jusqu'au 30 juin 2025 et a converti la facilité en emprunt lié au développement durable. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance, ou ESG. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. L'emprunt lié au développement durable souligne l'engagement de TransAlta à l'égard du développement durable, y compris l'équité, la diversité et l'inclusion ainsi que la réduction des émissions.

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 la Société, tous les membres du conseil d'administration (les «conseil») de la Société alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

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

L'unité 1 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 a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ. ENMAX Energy Corporation, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise («Windrise») de 207 MW à TransAlta Renewables, une filiale de la Société, pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise sera payé par TransAlta Renewables. Windrise devrait entrer en service au deuxième semestre de 2021.

Le 1^{er} avril 2021, la Société a vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada («Ada») de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck («Skookumchuck») de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent sa participation financière dans les installations. La centrale de cogénération Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec une contrepartie de qualité.

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

Le 25 mai 2021, 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 7,16 % du flottant au 18 mai 2021. 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 31 mai 2021 et se termine le 30 mai 2022 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.

Aucune action ordinaire n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente.

Changements à la direction

Le 31 mars 2021, Dawn Farrell, présidente et chef de la direction, s'est retirée de la Société et du conseil. John Kousinioris a succédé à M^{me} Farrell à titre de président et chef de la direction et s'est joint au conseil le 1^{er} avril 2021. Avant sa nomination à titre de chef de la direction de TransAlta, M. Kousinioris a occupé le poste de chef de l'exploitation, de chef de la croissance et de chef des services juridiques et de la conformité et de secrétaire de la Société.

Le 30 avril 2021, Brett Gellner, notre chef du développement, a pris sa retraite après près de 13 ans chez TransAlta. M. Gellner demeurera administrateur non indépendant au sein du conseil d'administration de TransAlta Renewables.

Changements au conseil d'administration

Le 4 mai 2021, la Société a annoncé que le conseil d'administration avait nommé quatre nouveaux administrateurs : M^{me} Laura W. Folse, M^{me} Sarah Slusser, M. Thomas O'Flynn et M. Jim Reid, qui feront bénéficier le conseil de leur expérience diversifiée et de leurs points de vue. M^{me} Georgia Nelson, M. Richard Legault et M. Yakout Mansour n'ont pas sollicité le renouvellement de leur mandat et se sont retirés du conseil immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires qui a été tenue le 4 mai 2021.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé 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 continue d'exercer ses activités conformément à son plan de continuité des activités, qui préconise ce qui suit :

i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance le fassent; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui ne sont pas en mesure de travailler à distance, peuvent travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. TransAlta s'est conformée aux directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où elle exerce ses activités afin de protéger la santé et la sécurité de tous les employés et sous-traitants au moyen de protocoles de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles en matière de dépistage et de distanciation physique, notamment le port d'équipement de protection individuelle. En outre, TransAlta maintient des restrictions de voyage qui sont 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 réduire au minimum la transmission du virus en milieu de travail.

Malgré les défis liés à la pandémie, 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 à ses contrats à long terme et aux positions couvertes ainsi qu'à ses vastes liquidités financières.

Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la pandémie 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 de l'évaluation 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.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de 2020 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 six mois closes le 30 juin 2021 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Perspectives financières pour 2021

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières pour 2021 et les hypothèses qui s'y rapportent, veuillez vous reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» de notre rapport annuel intégré de 2020.

Notre performance globale pour le premier semestre de 2021 a été supérieure aux attentes. La demande d'électricité s'est redressée après avoir atteint ses plus bas niveaux en 2020 et nous observons un raffermissement des prix de l'électricité sur les marchés en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique. Par conséquent, la Société revoit à la hausse la fourchette de ses perspectives pour le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2021 :

Mesure	Cible initiale	Cible mise à jour
BAIIA aux fins de comparaison ¹	De 960 millions de dollars à 1 080 millions de dollars	De 1 100 millions de dollars à 1 200 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ¹	De 340 millions de dollars à 440 millions de dollars	De 440 millions de dollars à 515 millions de dollars
Dividende	0,18 \$ par action sur une base annualisée	Aucun changement

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 «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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	Attentes initiales	Attentes mises à jour
Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 58 \$ à 68 \$	De 80 \$ à 100 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 25 \$ US à 35 \$ US	45 \$ US à 55 \$ US

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2021

Dépenses d'investissement de maintien	De 175 millions de dollars à 210 millions de dollars	De 200 millions de dollars à 225 millions de dollars
---------------------------------------	--	--

Couverture en Alberta

Fourchette des hypothèses	T3 - 2021	T4 - 2021	2022
Production visée par des couvertures (GWh)	1 841	848	2 663
Prix couvert (\$/MWh)	75	68	62
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	14 millions	14 millions	44 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,87	2,94	2,44

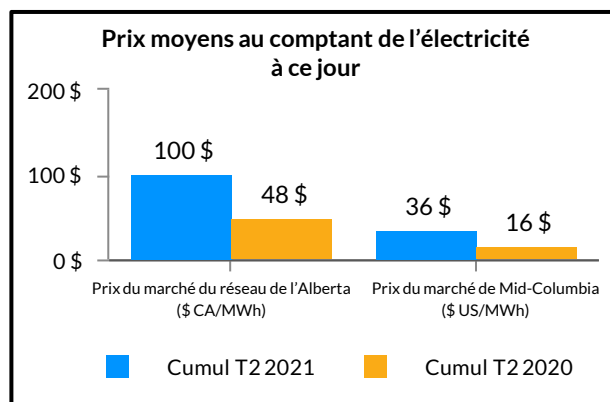
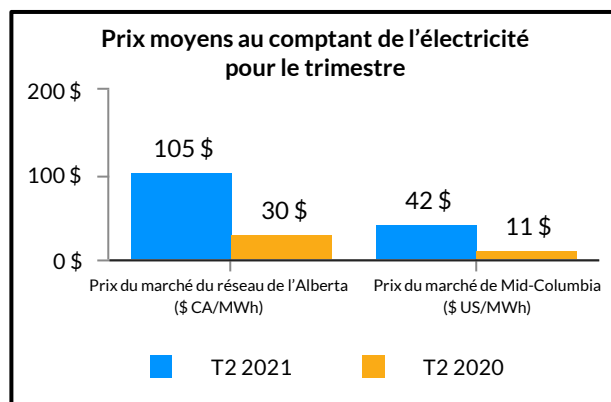
Activités d'exploitation

Ce qui suit est une mise à jour de nos hypothèses initiales figurant dans les perspectives financières pour 2021.

Prix du marché

Les prix de l'électricité ont augmenté en Alberta pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2020. Cette augmentation s'explique par les fluctuations de l'offre commerciale après l'expiration, le 31 décembre 2020, des CAÉ en Alberta conclus avec le Balancing Pool, la hausse des coûts de conformité liés au carbone, la reprise de la demande après 2020 et le resserrement des conditions du marché pendant les périodes marquées par une forte demande liée aux conditions météorologiques, en plus des interruptions planifiées. Les prix de l'électricité en Alberta pour le reste de 2021 devraient continuer d'être plus élevés qu'en 2020 en raison des facteurs susmentionnés.

Les prix de l'électricité ont été également plus élevés dans le Nord-Ouest Pacifique au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de la diminution de la production d'énergie hydroélectrique. Pour le reste de 2021, les prix de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique devraient être supérieurs à ceux de 2020.



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. Selon notre objectif de 2021 mis à jour, nous visons à ce que la contribution à la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie se situe entre 170 millions de dollars et 200 millions de dollars pour l'exercice, ce qui représente une augmentation par rapport à l'objectif de 90 millions de dollars à 110 millions de dollars présenté dans notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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 2021	
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	18	49	59
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	82	150	164
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	—	1	2
Total des dépenses d'investissement de maintien		100	200	225
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		101	203	232

1) Au 30 juin 2021.

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

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta pour le reste de 2021 comprennent ce qui suit :

- Des travaux d'entretien d'envergure à l'unité 3 de la centrale de Keephills devraient commencer à la fin du troisième trimestre.
- 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 principales.

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 2021 :

	Énergie thermique en Alberta	Gaz et énergies renouvelables	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	1 700 - 1 800	500 - 600	1 037

1) Au 30 juin 2021.

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 sur les 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 chacun de nos secteurs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie sectoriels¹				
Hydroélectricité	90	27	162	50
Énergie éolienne et énergie solaire	50	57	119	129
Gaz – Amérique du Nord	26	25	59	54
Gaz – Australie	26	29	58	57
Énergie thermique en Alberta ²	26	21	43	43
Centralia ²	4	20	13	48
Génération de flux de trésorerie sectoriels	222	179	454	381
Commercialisation de l'énergie	35	30	80	48
Siège social ³	(29)	(18)	(40)	(51)
Total des flux de trésorerie sectoriels	228	191	494	378

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

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités ont augmenté de respectivement 37 millions de dollars et 116 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation découle surtout des résultats solides de notre portefeuille de centrales électriques en Alberta grâce à l'optimisation des actifs pendant les périodes où les prix réalisés étaient plus élevés et des positions de négociation à court terme favorables dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Le tout a été en partie contrebalancé par les coûts des travaux d'entretien d'envergure liés aux interruptions pour la conversion au gaz dans le secteur Énergie thermique en Alberta et la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité du secteur Centralia compte tenu du prix plus élevé de l'électricité achetée au cours de périodes de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées. En ce qui a trait aux coûts du secteur Siège social, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, nous avons enregistré respectivement une perte nette de 2 millions de dollars et un profit net de 5 millions de dollars sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, alors qu'aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, nous avons réalisé respectivement un profit net de 3 millions de dollars et une perte nette de 8 millions de dollars. En outre, les coûts du secteur Siège social pour la période écoulée depuis le début de l'exercice ont reculé en regard de ceux de la période correspondante de 2020, du fait des fonds de 8 millions de dollars reçus au titre de la SSUC.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, une part respectivement d'environ 63 % et 62 % de nos flux de trésorerie sectoriels a été générée à partir de ressources renouvelables, contre 47 % pour les périodes correspondantes de 2020.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	926	926	926	926
Disponibilité (%)	93,2	97,0	92,6	95,4
Actifs hydroélectriques en Alberta (GWh) ¹	392	508	712	814
Autres actifs hydroélectriques (GWh) ¹	162	161	202	198
Total de la production d'énergie (GWh)	554	669	914	1 012
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	749	717	1 498	1 589
Produits des activités ordinaires				
Actifs hydroélectriques en Alberta ¹	52	20	91	45
Autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{1,2}	14	12	20	17
Paiements de capacité ³	—	15	—	30
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ⁴	48	8	95	44
Crédits environnementaux	1	1	1	1
Total des produits des activités ordinaires bruts	115	56	207	137
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁵	(1)	(14)	(4)	(57)
Total des produits	114	42	203	80
Coûts du combustible et des achats d'électricité	3	2	4	4
Marge brute aux fins de comparaison	111	40	199	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	10	24	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
BALIA aux fins de comparaison	96	29	173	55
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	1	4	2
Entretien d'envergure planifié	4	1	8	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	7	2	12	5
Provisions	(2)	—	(2)	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	—	1	—
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	90	27	162	50

1) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en Alberta qui ne sont pas détenues par TransAlta Renewables. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui sont détenues par TransAlta Renewables.

2) Les autres actifs hydroélectriques comprennent les produits des activités ordinaires tirés du transport.

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. Les CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta sont venus à échéance le 31 décembre 2020.

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

5) Le montant net du paiement lié aux CAÉ se rapportant aux actifs hydroélectriques en Alberta représente les obligations financières de la Société pour les montants notionnels d'énergie et de services auxiliaires conformément aux CAÉ en Alberta qui sont venus à échéance le 31 décembre 2020. Le montant présenté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a trait à des ajustements aux paiements finaux aux termes des CAÉ en Alberta comptabilisés aux premier et deuxième trimestres de 2021.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué en regard de celle des périodes correspondantes de 2020 principalement en raison de la hausse du nombre d'interruptions non planifiées, de la prolongation d'une interruption planifiée à la centrale de Rundle et d'une interruption planifiée importante à la centrale de Bighorn.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la production a diminué de respectivement 115 GWh et 98 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020, du fait surtout de la baisse de la disponibilité.

Les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2020. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les volumes des services auxiliaires ont diminué de 91 GWh comparativement à ceux de la période correspondante de 2020 principalement en raison des épisodes prolongés de verglas à notre centrale de Bighorn, d'une interruption planifiée à la centrale de Rundle et du fait que l'AESO a obtenu des volumes moins élevés.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires bruts par MWh				
Actifs hydroélectriques en Alberta (\$/MWh)	133 \$	39 \$	128 \$	55 \$
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	64 \$	11 \$	63 \$	28 \$

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les produits tirés des actifs hydroélectriques en Alberta par MWh de production ont augmenté respectivement d'environ 94 \$ par MWh et 73 \$ par MWh en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2020, du fait de la hausse des prix marchands en Alberta. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les produits des services auxiliaires par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont augmenté respectivement d'environ 53 \$ par MWh et 35 \$ par MWh en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2020, du fait de la hausse des prix marchands en Alberta. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» et à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de respectivement 67 millions de dollars et 118 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. Le 31 décembre 2020, le CAÉ de nos actifs hydroélectriques en Alberta a expiré et, depuis le 1^{er} janvier 2021, ces centrales sont exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'électricité de l'Alberta. Grâce à une forte disponibilité pendant les périodes de volatilité du marché, la Société a été en mesure d'obtenir des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires plus élevés et a tiré parti de l'élimination des obligations de paiement, montant net.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 5 millions de dollars et 7 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 en raison notamment d'une hausse du nombre d'interruptions.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont augmenté de respectivement 63 millions de dollars et 112 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par l'augmentation des dépenses d'investissement.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	1 572	1 495	1 572	1 495
Disponibilité (%)	95,5	96,3	95,3	95,8
Production visée par des contrats (GWh)	622	677	1 450	1 472
Production marchande (GWh)	204	260	507	601
Total de la production (GWh)	826	937	1 957	2 073
Produits des activités ordinaires	75	80	171	174
Coûts du combustible et des achats d'électricité	3	4	7	9
Marge brute aux fins de comparaison	72	76	164	165
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	15	13	28	26
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2	5	4
BAIIA aux fins de comparaison	55	61	131	135
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Entretien d'envergure planifié	3	3	4	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	3	4	5
Provisions	1	—	7	—
Paiements de principal sur les obligations locatives	1	1	1	1
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	50	57	119	129

1) La capacité installée brute de 2021 comprend la centrale de stockage à batteries WindCharger et notre quote-part du parc éolien Skookumchuck, qui ont été ajoutées au quatrième trimestre de 2020.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a été comparable à celle des périodes correspondantes de 2020.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la production a diminué de respectivement 111 GWh et 116 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique par la baisse des ressources éoliennes à l'échelle de notre portefeuille de centrales, en partie contrebalancée par la production supplémentaire de la nouvelle centrale de Skookumchuck.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 6 millions de dollars et 4 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de la diminution de la production et des profits de change moins élevés, le tout contrebalancé en partie par la nouvelle centrale de Skookumchuck et les prix plus élevés en Alberta.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2020.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont diminué de respectivement 7 millions de dollars et 10 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison. En outre, pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie ont diminué en raison des règlements des provisions pour la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau.

Gaz – Amérique du Nord

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	974	974	974	974
Disponibilité (%)	91,0	95,8	95,5	98,6
Production visée par des contrats (GWh)	440	452	943	909
Production marchande (GWh) ¹	34	15	103	35
Achats d'électricité (GWh) ¹	(58)	(66)	(104)	(86)
Total de la production (GWh)	416	401	942	858
Produits des activités ordinaires	55	53	133	109
Coûts du combustible et des achats d'électricité	18	14	42	27
Coûts de conformité liés au carbone	5	–	12	1
Marge brute aux fins de comparaison	32	39	79	81
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	12	25	24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	–	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	18	27	53	56
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	2	2	2
Entretien d'envergure planifié	2	–	3	–
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	2	5	2
Provisions et autres	(11)	–	(11)	–
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord	26	25	59	54

1) Les achats d'électricité utilisés pour l'optimisation de la répartition ont été séparés de la production marchande pour l'exercice considéré. Les montants des périodes de comparaison ont été ajustés afin de refléter ce changement.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué en regard de celle des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout des interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia. L'augmentation du nombre d'interruptions planifiées dans d'autres centrales a également contribué à la diminution de la disponibilité.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la production a augmenté de respectivement 15 GWh et 84 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 principalement en raison de l'acquisition de la centrale Ada en mai 2020 et d'une hausse de la production marchande à la centrale de Sarnia, le tout en partie contrebalancé par les interruptions non planifiées.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué de respectivement 9 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout des interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia. La diminution a été en partie contrebalancée par l'acquisition de la centrale Ada en mai 2020 et par la hausse des prix réalisés en Alberta.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 1 million de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de l'augmentation du nombre d'interruptions planifiées.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord ont augmenté de respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020, la diminution du BAIIA aux fins de comparaison et l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien ayant été largement contrebalancées par les modifications apportées aux provisions comptabilisées pour la période.

Gaz – Australie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	450	450	450	450
Disponibilité (%)	92,8	94,3	91,9	93,1
Production visée par des contrats (GWh)	415	448	839	919
Produits des activités ordinaires	41	39	84	78
Coûts du combustible et des achats d'électricité	2	1	3	3
Marge brute aux fins de comparaison	39	38	81	75
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	9	18	16
BAIIA aux fins de comparaison	31	29	63	59
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	–	1	–
Entretien d'envergure planifié	4	–	4	2
Total des dépenses d'investissement de maintien	5	–	5	2
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie	26	29	58	57

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué légèrement en regard de celle des périodes correspondantes de 2020, essentiellement en raison des interruptions non planifiées.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué comparativement à celle des périodes correspondantes de 2020, du fait surtout de la variation des charges des clients. 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.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 4 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique essentiellement par le raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 5 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020, du fait essentiellement du calendrier des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 principalement en raison de la hausse des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancée par l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2020, l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien ayant contrebalancé l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.

Énergie thermique en Alberta¹

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)²	2 866	3 229	2 866	3 229
Disponibilité (%)	82,0	91,3	80,9	90,1
Production visée par des contrats (GWh)	—	1 302	—	2 840
Production marchande (GWh)	2 386	849	4 494	2 284
Total de la production (GWh)³	2 386	2 151	4 494	5 124
Produits des activités ordinaires	223	141	407	333
Coûts du combustible et des achats d'électricité	75	50	149	127
Coûts de conformité liés au carbone	37	35	80	79
Marge brute aux fins de comparaison	111	56	178	127
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	33	63	66
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	3	8	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	(10)	(21)	(20)
BAIIA aux fins de comparaison	85	30	128	74
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	3	6	4
Dépenses d'investissement liées aux mines	—	1	—	2
Entretien d'envergure planifié	30	6	50	20
Total des dépenses d'investissement de maintien	33	10	56	26
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	33	11	56	27
Provisions	24	(8)	25	(8)
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	3	1	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	3	3	5
Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta	26	21	43	43

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

2) Pour chacune des périodes, comprend l'unité 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 406 MW. Cette unité alimentée au charbon a d'abord été mise à l'arrêt temporairement, mais le 29 juillet 2021, la Société a donné avis à l'AESO de son intention de la mettre hors service le 1^{er} novembre 2021. La capacité de l'unité 2 de la centrale Sheerness a augmenté en 2020 par suite du rembobinage du générateur et d'un test final. La capacité de 368 MW de l'unité 3 de la centrale de Sundance a été incluse dans la capacité installée brute de 2020 jusqu'à sa mise hors service au troisième trimestre de 2020.

3) La production estimée générée par le gaz comme source de combustible pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a été de respectivement 1 489 GWh et 2 472 GWh (840 GWh et 1 758 GWh en 2020).

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 en raison de la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keephills. En outre, l'ensemble du portefeuille a subi une augmentation du nombre de réductions de la capacité nominale et d'interruptions non planifiées.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, la production a augmenté de 235 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020 principalement en raison de la hausse de la répartition de nos centrales. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, la production a diminué de 630 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison des activités d'optimisation du portefeuille.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les produits des activités ordinaires ont augmenté de respectivement 82 millions de dollars et 74 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020, du fait surtout de la hausse des prix réalisés sur le marché de l'Alberta.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Position de couverture économique (en pourcentage) ¹	71	100	73	100
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	105 \$	30 \$	100 \$	48 \$
Prix de l'électricité réalisés par MWh ²	93 \$	66 \$	91 \$	65 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	2,93 \$	1,89 \$	2,95 \$	1,91 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh	31 \$	23 \$	33 \$	25 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh	16 \$	16 \$	18 \$	15 \$

1) Correspond au pourcentage de la production vendue à terme à la fin de la période de présentation de l'information financière pour les actifs du secteur Énergie thermique en Alberta.

2) Les prix de l'électricité réalisés correspondent au prix moyen réalisé de l'électricité vendue aux termes des contrats commerciaux de la Société et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les prix de l'électricité réalisés par MWh de production ont augmenté de respectivement 27 \$ par MWh et 26 \$ par MWh comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique essentiellement par l'optimisation de la production au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables. Les prix réalisés comprennent les profits ou les pertes découlant des positions de couverture conclues pour atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de respectivement 8 \$ par MWh et 8 \$ par MWh comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz, les coûts du réseau plus élevés et les écarts des coûts fixes du charbon qui sont répartis sur un volume plus faible.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2020. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté de 3 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2020. En 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté en raison surtout de la hausse des coûts liés au carbone qui sont passés de 30 \$ la tonne à 40 \$ la tonne. Cette hausse a été en partie contrebalancée par les variations des ratios de combustible, étant donné que nous avons consommé plus de gaz naturel que de charbon, ce qui a permis de réduire efficacement les coûts de conformité liés aux GES, car la combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2020. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de six mois close le 30 juin 2021 ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, du fait des réductions prévues découlant de notre plan d'élimination du charbon et de notre stratégie de conversion au gaz.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de respectivement 55 millions de dollars et 54 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation de la disponibilité pendant les périodes de resserrement des conditions du marché et la hausse des prix en Alberta ont été en partie contrebalancées par l'augmentation des coûts du combustible et des coûts de conformité liés au carbone.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont augmenté de respectivement 22 millions de dollars et 29 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020, du fait essentiellement des coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure liés aux interruptions pour la conversion au gaz à nos centrales alimentées au charbon.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 ont augmenté de 5 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison et de la diminution des paiements de loyer, en partie contrebalancées par le règlement des provisions. Les flux de trésorerie pour la période de six mois close le 30 juin 2021 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2020, l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison et la diminution des paiements de loyer ayant été contrebalancées par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien et le règlement des provisions.

Centralia¹

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)²	670	1 340	670	1 340
Disponibilité (%)	15,4	44,6	50,8	60,4
Disponibilité ajustée (%)³	46,0	79,1	66,2	86,1
Volume des ventes contractuelles (GWh)	830	829	1 650	1 659
Volume des ventes marchandes (GWh)	96	—	1 246	1 271
Achats d'électricité (GWh)	(835)	(829)	(1 813)	(1 824)
Total de la production (GWh)	91	—	1 083	1 106
Produits des activités ordinaires	80	61	180	179
Coûts du combustible et des achats d'électricité	53	17	127	85
Marge brute aux fins de comparaison	27	44	53	94
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	15	25	31
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	2	3
BAIIA aux fins de comparaison	14	27	26	60
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	—	1	—	2
Entretien d'envergure planifié	12	5	13	7
Total des dépenses d'investissement de maintien	12	6	13	9
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	—	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	12	6	13	9
Provisions	(4)	—	(4)	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	1	4	3
Flux de trésorerie du secteur Centralia	4	20	13	48

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

2) L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service au premier trimestre de 2021.

3) Ajustée pour tenir compte de l'optimisation de la répartition.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 en raison de l'augmentation du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia au premier trimestre de 2021.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, la production a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison de la hausse des prix marchands. La production pour la période de six mois close le 30 juin 2021 a été comparable à celle de la période correspondante de 2020, la hausse des prix et la diminution de l'optimisation de la répartition ayant été contrebalancées par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et la diminution de la disponibilité.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 36 millions de dollars et 42 millions de dollars en raison des interruptions planifiées et non planifiées qui ont nécessité des achats d'électricité pendant des périodes où les prix marchands étaient élevés pour

nous acquitter de nos obligations contractuelles, ce qui a été en partie contrebalancé par la baisse des coûts du combustible.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont diminué de respectivement 3 millions de dollars et 6 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 en raison de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et de l'amélioration des mesures de contrôle des coûts.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 13 millions de dollars et 34 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout des interruptions qui ont eu lieu au cours de périodes où les prix marchands étaient plus élevés, en partie contrebalancées par la diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 ont augmenté de respectivement 6 millions de dollars et 4 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020, du fait essentiellement du calendrier des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Centralia ont diminué de respectivement 16 millions de dollars et 35 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison et de l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien, contrebalancées en partie par une augmentation des règlements des provisions.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	34	34	87	56
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	6	17	15
BAIIA aux fins de comparaison	27	28	70	41
Déduire :				
Provisions et autres	(8)	(2)	(10)	(7)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	35	30	80	48

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 a été comparable à celui de la période correspondante de 2020. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de six mois close le 30 juin 2021 a augmenté de 29 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2020, du fait des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz, comme produits physiques autant que comme produits financiers, à l'échelle des marchés nord-américains.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté de 5 millions de dollars en raison des variations des obligations en matière d'émissions et des soldes payés d'avance au titre des droits de transport. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté de 32 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 principalement en raison de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison, des variations des obligations en matière d'émissions et des soldes payés d'avance au titre des droits de transport.

Siège social

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	14	32	43
BAIIA aux fins de comparaison	(24)	(14)	(32)	(43)
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	3	5	6
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	3	5	6
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	4	3	6	6
Paiements de principal sur les obligations locatives	1	1	2	2
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(29)	(18)	(40)	(51)

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les frais généraux du secteur Siège social ont augmenté de 10 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020, du fait essentiellement des pertes réalisées sur le swap sur rendement total, des frais juridiques additionnels et des coûts de règlement des litiges. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les frais généraux du secteur Siège social ont diminué de 11 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout des fonds reçus au titre de la SSUC et des profits réalisés sur le swap sur rendement total, en partie contrebalancés par les frais juridiques plus élevés, les coûts de règlement des litiges et l'augmentation des coûts liés au personnel. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions à l'intention du personnel est couverte en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(29)	(18)	(40)	(51)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	2	(3)	(5)	8
SSUC	—	—	(8)	—
Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés	(27)	(21)	(53)	(43)

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les frais généraux du secteur Siège social ajustés ont augmenté de 6 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020, du fait des frais juridiques plus élevés et de la hausse des paiements d'incitatifs. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les frais généraux du secteur Siège social ajustés ont augmenté de 10 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020, du fait de la hausse des coûts liés aux incitatifs, des frais juridiques plus élevés engagés pour régler les affaires juridiques en cours et de l'augmentation des coûts liés au personnel. Les coûts liés au personnel ont augmenté en raison de l'ajout de personnel et de la réorganisation du personnel pour centraliser les services à l'appui des initiatives de croissance. Conformément à l'engagement pris, les fonds reçus au titre de la SSUC ont été utilisés pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

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 Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2021 et 2020. 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 financiers. 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 déconsolidé, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur, 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 «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS», «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.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS

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 :

- 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 pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.
- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie 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 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.
- La réduction de valeur des stocks de charbon et des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon a été éliminée du calcul, car elle compromet la comparabilité du BAIIA aux fins de comparaison. Les réductions de valeur des stocks liés au charbon sont des ajustements qui ne reflètent pas les résultats de nos principales activités lors de la conversion au gaz. Pour faire progresser la conversion au gaz, il a été décidé d'accélérer la fermeture de la mine pour qu'elle ait lieu à la fin de 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.
- Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons acquis une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, qui est traitée à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat en vertu des IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part du BAIIA aux fins de comparaison de Skookumchuck dans notre BAIIA aux fins de comparaison total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats comparables du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA aux fins de comparaison d'EMG International, LLC dans notre BAIIA aux fins de comparaison total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(12)	(60)	(42)	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	30	15	61	22
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	10	20
Résultat net	28	(35)	29	9
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	44	(17)	64	(15)
Profit à la vente d'actifs et autres	(32)	—	(33)	—
Profit de change	(14)	(23)	(21)	(4)
Charge d'intérêts nette	60	57	123	119
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(2)	—	(4)	—
Amortissement	123	163	272	319
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4	20	8
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	50	26	105	54
Produits d'intérêts australiens	1	1	2	2
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	(13)	9	(33)	(46)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux	25	—	25	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	3	—	11	—
Dépréciation d'actifs (reprises) ¹	16	32	45	9
Quote-part du BAIIA ajusté d'une coentreprise ²	3	—	7	—
BAIIA aux fins de comparaison	302	217	612	437

1) La dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 de 16 millions de dollars a été principalement attribuable à la dépréciation des pièces de rechange et des véhicules liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon, ainsi qu'aux changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia et aux unités 1, 2 et 3 de la centrale de Sundance. La dépréciation d'actifs pour la période de six mois close le 30 juin 2021 comprend également une dépréciation de 29 millions de dollars liée essentiellement à la dépréciation du projet Kaybob et des droits relatifs aux mines, contrebalancée par les changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia et aux unités 1, 2 et 3 de la centrale de Sundance. La dépréciation (reprise de dépréciation) d'actifs pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 de respectivement 32 millions de dollars et 9 millions de dollars est liée à des changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia et aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison de variations des taux d'actualisation attribuables à la volatilité sur le marché.

2) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 clé, 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	80	121	337	335
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	128	30	56	(20)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	208	151	393	315
Ajustements				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	—	—	4	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4	20	8
Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux	25	—	25	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	3	—	11	—
Divers	4	4	8	8
Fonds provenant des activités d'exploitation	250	159	461	331
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(66)	(26)	(100)	(55)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(32)	(26)	(69)	(45)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(5)	(4)	(10)
Divers	(1)	—	—	—
Flux de trésorerie disponibles	138	91	267	200
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	270	276	271	276
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,92	0,58	1,70	1,20
Flux de trésorerie disponibles par action	0,51	0,33	0,99	0,72

1) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
BAIIA aux fins de comparaison ¹	302	217	612	437
Provisions et autres	—	10	(5)	15
Charge d'intérêts	(48)	(45)	(99)	(92)
Charge d'impôt exigible	(12)	(12)	(35)	(21)
Profit (perte) de change réalisé	(2)	(6)	(3)	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(4)	(8)	(8)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	15	(1)	(1)	(9)
Fonds provenant des activités d'exploitation	250	159	461	331
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(66)	(26)	(100)	(55)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(32)	(26)	(69)	(45)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(5)	(4)	(10)
Divers	(1)	—	—	—
Flux de trésorerie disponibles	138	91	267	200

1) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA présenté de nos actifs détenus et du BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos le 30 juin 2021				Six mois clos le 30 juin 2021			
	Présentés	Ajustements ¹	Placement dans une coentreprise ²	Total aux fins de comparaison	Présentés	Ajustements ¹	Placement dans une coentreprise ²	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	619	3	4	626	1 261	–	9	1 270
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	212	(54)	–	158	455	(118)	–	337
Coûts de conformité liés au carbone	42	–	–	42	92	–	–	92
Marge brute	365	57	4	426	714	118	9	841
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	151	(25)	–	126	256	(25)	1	232
Dépréciation d'actifs	16	(16)	–	–	45	(45)	–	–
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	–	1	9	17	–	1	18
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	–	–	(11)	(21)	–	–	(21)
BAIIA aux fins de comparaison	201	98	3	302	417	188	7	612

1) Pour plus de précisions sur les ajustements, se reporter au tableau ci-après présentant un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison.

2) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence acquise au quatrième trimestre de 2020.

Produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta

Le tableau suivant présente un rapprochement des produits des activités ordinaires et des produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires	619	437	1 261	1 043
<i>Déduire : secteurs non applicables au portefeuille de centrales électriques en Alberta</i>				
Gaz – Australie	(41)	(39)	(84)	(78)
Centralia	(80)	(61)	(180)	(179)
Commercialisation de l'énergie	(34)	(34)	(87)	(56)
Siège social	(4)	(1)	(5)	2
Produits des activités ordinaires sectoriels ajustés	460	302	905	732
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Produits tirés des contrats de location-financement	6	1	13	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4	20	8
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	(13)	7	(33)	(46)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec les produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta</i>				
Produits des activités ordinaires tirés des actifs éoliens à l'extérieur de l'Alberta	(56)	(70)	(127)	(143)
Produits des activités ordinaires tirés des actifs hydroélectriques à l'extérieur de l'Alberta	(10)	(9)	(13)	(13)
Produits des activités ordinaires tirés des actifs au gaz à l'extérieur de l'Alberta	(45)	(47)	(113)	(94)
Produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta	352	188	652	446

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.

	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021
Produits des activités ordinaires	514	544	642	619
BAIIA aux fins de comparaison	256	234	310	302
Fonds provenant des activités d'exploitation	193	161	211	250
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(136)	(167)	(30)	(12)
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,50)	(0,61)	(0,11)	(0,04)
	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020
Produits des activités ordinaires	593	609	606	437
BAIIA aux fins de comparaison	305	243	220	217
Fonds provenant des activités d'exploitation	244	189	172	159
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	51	66	27	(60)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,18	0,24	0,10	(0,22)

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 :

- Début, le 1^{er} janvier 2021, de l'exploitation de bon nombre de nos centrales hydroélectriques en Alberta, des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et de la centrale de Sheerness sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta
- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché au cours des trois derniers trimestres de 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la faiblesse des prix du pétrole
- Abandon du charbon par la centrale de Sheerness, qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, au quatrième trimestre de 2020
- Réductions de valeur des stocks de charbon aux premier et deuxième trimestres de 2021 et aux troisième et quatrième trimestres de 2020
- Réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon au deuxième trimestre de 2021

- Incidence de la mise à jour de la provision estimative au titre de la règle relative aux pertes de réseau au cours du premier trimestre de 2021 et des trois derniers trimestres de 2020
- Interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Profits de change importants au cours des trois derniers trimestres de 2020, qui ont plus que compensé les pertes de change subies au cours du premier trimestre 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 des dépréciations et des reprises de dépréciations pour toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service pour toutes les périodes visées
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs aux troisièmes trimestres de 2020 et 2019
- Augmentations de la charge d'impôt exigible depuis le quatrième trimestre de 2020, surtout du fait que le secteur Commercialisation de l'énergie et certaines activités hydroélectriques ont commencé à être imposable et de l'augmentation des provisions pour moins-value établies à l'égard des actifs d'impôt différé aux États-Unis, ainsi que d'un recouvrement d'impôt différé moins élevé attribuable à l'augmentation des produits aux premier et deuxième trimestres de 2021
- 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 de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté

Aux	30 juin 2021	31 déc. 2020
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 091	3 361
Débiteures échangeables	332	330
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(642)	(703)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	4	(13)
Dette nette ajustée^{4,5}	3 456	3 646
BAIIA aux fins de comparaison ^{5,6}	1 102	927
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,1	3,9

1) Inclut la partie courante et à long terme de la dette, ce qui comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

3) Comprend la juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque et le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP compris dans les liquidités soumises à restrictions des états financiers consolidés au 30 juin 2021 et au 31 décembre 2020.

4) Les montants ne tiennent pas compte de l'intérêt sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5) 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'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» 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.

6) Douze derniers mois.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté a diminué par rapport à celui de 2020 en raison de la solidité du BAIIA aux fins de comparaison au premier semestre de 2021, des remboursements de la dette et de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2021.

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 TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») que TransAlta ne détient pas en propriété exclusive. 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 juin 2021	31 déc. 2020
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 091	3 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(642)	(703)
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables	240	582
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	4	(13)
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(667)	(692)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ⁴	(865)	(905)
Dette nette déconsolidée	2 164	2 631
BAIIA aux fins de comparaison ^{5,6}	1 102	927
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁵	(449)	(462)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁵	(95)	(54)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ^{5,6}	(10)	(3)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁵	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ⁵	16	17
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵	715	576
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵ (multiple)	3,0	4,6

1) Inclut la partie courante et à long terme de la dette, ce qui comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

3) Comprend la juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque et le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP compris dans les liquidités soumises à restrictions des états financiers consolidés au 30 juin 2021 et au 31 décembre 2020.

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

5) Douze derniers mois.

6) Le BAIIA aux fins de comparaison comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous continuons à réduire activement le montant net des dettes non garanties de premier rang afin d'obtenir un ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé plus faible. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé a diminué par rapport à celui de 2020, du fait notamment de la diminution du solde de la dette et de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison au cours de la période.

BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur

Le BAIIA aux fins de comparaison est une mesure clé pour TransAlta et TransAlta Renewables et fournit à la direction et aux actionnaires une représentation de la rentabilité des activités principales. Le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé permet de définir les principales mesures de planification et de crédit, et les résultats sectoriels mettent en évidence le rendement d'exploitation des actifs détenus directement par TransAlta qui est comparable d'une période à l'autre.

Le tableau suivant présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison et du BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur :

	Trois mois clos le 30 juin 2021			Trois mois clos le 30 juin 2020		
	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé
Hydroélectricité	96	7		29	8	
Énergie éolienne et énergie solaire	55	57		61	62	
Gaz - Amérique du Nord	18	7		27	19	
Gaz - Australie	31	31		29	31	
Énergie thermique en Alberta	85	—		30	—	
Centralia	14	—		27	—	
Commercialisation de l'énergie	27	—		28	—	
Siège social	(24)	(5)		(14)	(5)	
BAIIA aux fins de comparaison	302	97	205	217	115	102
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen			(38)			(10)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹			(3)			—
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			—			3
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé			201			132

1) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

	Six mois clos le 30 juin 2021			Six mois clos le 30 juin 2020		
	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé
Hydroélectricité	173	8		55	8	
Énergie éolienne et énergie solaire	131	132		135	136	
Gaz - Amérique du Nord	53	28		56	38	
Gaz - Australie	63	63		59	61	
Énergie thermique en Alberta	128	—		74	—	
Centralia	26	—		60	—	
Commercialisation de l'énergie	70	—		41	—	
Siège social	(32)	(11)		(43)	(10)	
BAIIA aux fins de comparaison	612	220	392	437	233	204
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen			(63)			(22)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹			(7)			—
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			3			4
BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta déconsolidé			400			261

1) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société s'est fixé 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 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 juin 2021			Trois mois clos le 30 juin 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	80	79		121	71	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	128	(19)		30	(5)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	208	60		151	66	
Ajustements :						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	–		4	–	
Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux	25	–		–	–	
Réduction de valeur des stocks de charbon	3	–		–	–	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ¹	–	–		–	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(20)		–	(10)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	30		–	42	
Dépenses d'investissement de maintien – participations financières ²	–	6		–	–	
Distributions donnant droit à des avantages fiscaux – participations financières ²	–	8		–	6	
Divers	4	–		4	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	250	84	166	159	104	55
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
Distributions au partenaire de TA Cogen			(6)			(3)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise			–			–
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			197			89

1) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Au cours du premier trimestre de 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les distributions donnant droit à des avantages fiscaux au titre des participations financières de TransAlta Renewables ont été ajoutées aux fonds provenant des activités d'exploitation ajustés pour rendre leur calcul conforme à celui des fonds provenant des activités d'exploitation de la Société. Les périodes antérieures aux fins de comparaison ont été ajustées.

	Six mois clos le 30 juin 2021			Six mois clos le 30 juin 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	337	182		335	153	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	56	(34)		(20)	(23)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	393	148		315	130	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	20	–		8	–	
Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux	25	–		–	–	
Réduction de valeur des stocks de charbon	11	–		–	–	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ¹	4	–		–	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(49)		–	(18)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	65		–	82	
Dépenses d'investissement de maintien – participations financières ²	–	6		–	3	
Distributions donnant droit à des avantages fiscaux – participations financières ²	–	14		–	12	
Divers	8	–		8	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	461	184	277	331	209	122
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Distributions au partenaire de TA Cogen			(17)			(4)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise			(4)			–
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			331			193

1) Représente notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Au cours du premier trimestre de 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les distributions donnant droit à des avantages fiscaux au titre des participations financières de TransAlta Renewables ont été ajoutées aux fonds provenant des activités d'exploitation ajustés pour rendre leur calcul conforme à celui des fonds provenant des activités d'exploitation de la Société. Les périodes antérieures aux fins de comparaison ont été ajustées.

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 juin 2021 et au 31 décembre 2020 :

Aux	30 juin 2021	31 déc. 2020	Augmentation (diminution)
Actif			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	642	703	(61)
Créances clients et autres débiteurs	695	583	112
Charges payées d'avance	58	31	27
Stocks	208	238	(30)
Actifs détenus en vue de la vente	8	105	(97)
Créances au titre des contrats de location-financement	201	228	(27)
Immobilisations corporelles, montant net	5 628	5 822	(194)
Actifs au titre de droits d'utilisation	88	141	(53)
Immobilisations incorporelles	271	313	(42)
Divers ¹	1 567	1 583	(16)
Total de l'actif	9 366	9 747	(381)
Passif et capitaux propres			
Dividendes à verser	37	59	(22)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes et non courantes)	3 091	3 361	(270)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	644	673	(29)
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	330	162	168
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	256	298	(42)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 193	2 352	(159)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 040	1 084	(44)
Divers ²	1 775	1 758	17
Total du passif et des capitaux propres	9 366	9 747	(381)

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les placements, les actifs de gestion du risque, le goodwill, les actifs d'impôt différé et d'autres actifs.

2) Comprend les dettes fournisseurs et charges à payer, les impôts sur le résultat à payer, les titres échangeables et les passifs sur contrat.

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 à l'augmentation des produits des activités ordinaires et au calendrier des encaissements.
- L'augmentation des charges payées d'avance est surtout attribuable aux paiements annuels liés à l'impôt foncier et à la prime d'assurance.
- Dans le secteur Énergie thermique en Alberta, les stocks de charbon s'établissaient à 446 587 tonnes au 30 juin 2021, une diminution par rapport aux 973 298 tonnes au 31 décembre 2020; par conséquent, 11 millions de dollars ont été puisés à même le fonds de roulement, y compris les réductions de valeur des stocks de charbon. De plus, une réduction de valeur de 25 millions de dollars a été comptabilisée au titre des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz. Ces réductions ont été partiellement contrebalancées par une hausse des stocks de charbon dans le secteur Centralia par suite d'un recul de la production lié à l'optimisation de la répartition.
- Les actifs détenus en vue de la vente ont diminué en raison de la vente du gazoduc Pioneer. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

- La diminution des créances au titre des contrats de location-financement s'explique principalement par des encaissements prévus du principal.
- La diminution des immobilisations corporelles s'explique par l'amortissement (338 millions de dollars), les variations des taux de change (39 millions de dollars) et la dépréciation d'actifs (37 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par des ajouts (217 millions de dollars) liés aux actifs en construction du projet de parc éolien Windrise, à la conversion des chaudières, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien d'envergure planifié. Pour en savoir plus sur l'état d'avancement du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.
- La diminution des actifs au titre de droits d'utilisation est attribuable à la résiliation du contrat de 15 ans lié au transport de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline LP par suite de la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, qui était comptabilisé à titre de contrat de location (41 millions de dollars) et d'amortissement (10 millions de dollars).
- La diminution des immobilisations incorporelles est attribuable à la dépréciation de 14 millions de dollars des droits relatifs aux mines de charbon et à la dotation aux amortissements de 27 millions de dollars.
- La baisse des dividendes à verser est attribuable au calendrier des dividendes déclarés.
- 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 (114 millions de dollars) et des remboursements de la dette (45 millions de dollars), de la résiliation de l'obligation locative se rapportant au gazoduc (43 millions de dollars) et des variations des soldes impayés résultant de l'affaiblissement du dollar américain (31 millions de dollars) et de la baisse des cours de clôture en Australie (33 millions de dollars).
- La diminution de la provision pour frais de démantèlement et des autres provisions s'explique par le règlement au comptant des provisions, partiellement contrebalancé par des provisions additionnelles et la désactualisation des provisions.
- La diminution des actifs et des passifs nets de gestion du risque découle essentiellement de la volatilité des prix du marché et des règlements de contrats.
- La baisse des obligations au titre des prestations définies et des autres passifs non courants est attribuable aux gains actuariels nets découlant de l'augmentation des taux d'actualisation actuariels.
- La diminution des capitaux propres attribuables aux actionnaires découle essentiellement des pertes nettes pour la période (32 millions de dollars), des pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (23 millions de dollars) et des pertes nettes sur les couvertures de flux de trésorerie (159 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par les variations des placements à la juste valeur (39 millions de dollars) et les gains actuariels sur les régimes à prestations définies (38 millions de dollars).
- La diminution des participations ne donnant pas le contrôle découle surtout des distributions (67 millions de dollars) et des pertes sur les placements intersociétés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (39 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle (61 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 :

	Six mois clos les 30 juin		Augmentation (diminution)
	2021	2020	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	703	411	292
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	337	335	2
Activités d'investissement	(121)	(204)	83
Activités de financement	(273)	(290)	17
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(4)	5	(9)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	642	257	385

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour la période de six mois close le 30 juin 2021 sont demeurés comparables à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de la hausse des produits des activités ordinaires tirés des actifs marchands en Alberta, contrebalancée en partie par une hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration à mesure que nous abandonnons le charbon.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de ce qui suit :

- Le produit de la vente du gazoduc Pioneer (128 millions de dollars)
- Le fait qu'aucune acquisition n'a été faite en 2021, alors que la centrale Ada a été acquise en 2020 (37 millions de dollars)
- Le tout contrebalancé par l'augmentation de la trésorerie utilisée pour les activités de construction (70 millions de dollars)

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de ce qui suit :

- Une diminution des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (15 millions de dollars)
- Le produit tiré de l'émission d'actions ordinaires à l'exercice d'options d'achat d'actions (8 millions de dollars)
- Une diminution des profits réalisés (8 millions de dollars) sur les instruments financiers
- Les variations du fonds de roulement liées aux activités de financement (13 millions de dollars)
- Le tout contrebalancé en partie par une augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (25 millions de dollars)

Capital financier

Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 juin 2021		31 déc. 2020	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Montant net des dettes non garanties de premier rang				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	4	249	3
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	860	13	886	13
Facilités de crédit	–	–	114	2
Divers	4	–	7	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(402)	(6)	(121)	(2)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ¹	4	–	(13)	–
Montant net des dettes non garanties de premier rang	717	11	1 122	16
Autres passifs				
Débiteures échangeables	332	5	330	5
Dette sans recours	381	6	385	6
Obligations locatives	62	1	112	2
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	1 492	23	1 949	29
TransAlta Renewables				
Dette nette présentée de TransAlta Renewables				
Dette sans recours	645	10	670	10
Obligations locatives	22	–	22	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(240)	(4)	(582)	(9)
Dette au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ²	126	2	134	2
Dette sans recours ³	739	12	782	11
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	1 292	20	1 026	14
Total de la dette nette consolidée⁴	2 784	43	2 975	43
Participations ne donnant pas le contrôle	1 040	16	1 084	16
Actions privilégiées échangeables ⁵	400	6	400	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 901	45	2 896	43
Actions privilégiées	942	15	942	14
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 650)	(25)	(1 486)	(22)
Total du capital	6 417	100	6 811	100

1) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP et la juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette.

2) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités qui détiennent ces dettes.

3) TransAlta Renewables possède une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 800 millions de dollars australiens de billets garantis de premier rang.

4) Ces montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

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 2,0 milliards de dollars, dont 642 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

Nous avons accès à des capitaux supplémentaires grâce au financement possible de projets d'actifs existants qui sont actuellement non grevés. Entre 2021 et 2023, un montant de 820 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, qui comprend un montant de 500 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Nous prévoyons actuellement refinancer les billets de premier rang qui viendront à échéance en 2022.

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

Au 30 juin 2021	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	470	—	780	T2 2025
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	189	—	51	T2 2023
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	105	—	595	T2 2025
Total	2 190	764	—	1 426	

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 et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2021, nous avons consenti des garanties au comptant de 50 millions de dollars.

2) TransAlta avait des lettres de crédit de 97 millions de dollars et TransAlta Renewables avait des lettres de crédit de 105 millions de dollars qui avaient 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.

Capital social

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

Aux	9 août 2021	30 juin 2021	31 déc. 2020
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	271,0	271,0	269,8
Actions privilégiées			
Série A ¹	9,6	9,6	10,2
Série B ¹	2,4	2,4	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 dans les capitaux propres à la fin de la période	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ²	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	39,0	39,0	39,0

1) Le 18 mars 2021, la Société a annoncé que 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A, compte tenu de tous les avis de choix reçus.

2) Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Aux fins comptables, ces actions privilégiées sont considérées comme une dette et sont présentées comme telles dans les états financiers consolidés.

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 juin 2021, nous détenons une participation de 60,1 % (60,2 % au 30 juin 2020) 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. Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés. Les dividendes futurs seront versés en espèces.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 juin 2020), qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au bicarburant (Sheerness), 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 six mois closes le 30 juin 2021 s'est élevé à respectivement 30 millions de dollars et 61 millions de dollars, une augmentation de 15 millions de dollars et de 39 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le résultat de TA Cogen a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020 en raison de la hausse des prix sur le marché de l'Alberta.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, le résultat net de TransAlta Renewables a diminué principalement en raison des interruptions non planifiées et de la diminution des profits de change, le tout partiellement contrebalancé par la hausse des produits financiers tirés des placements dans les filiales de TransAlta et le fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée pour la période considérée étant donné que les actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable ont été rachetées le 23 octobre 2020. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, le résultat net de TransAlta Renewables a augmenté principalement en raison de la hausse des produits financiers tirés des placements dans les filiales de TransAlta et du fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur des actifs financiers n'a été comptabilisée étant donné que les actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable ont été rachetées au cours de l'exercice précédent. Le tout a été en partie contrebalancé par des interruptions non planifiées et une diminution des profits de change comptabilisés pour la période.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Intérêt sur la dette	40	39	80	82
Intérêt sur les débiteurs échangeables	7	8	14	15
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	—	14	—
Produits d'intérêts	(3)	(2)	(6)	(5)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	(1)	(8)	(2)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2	4	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	4	5	8	9
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	1	—
Divers	(1)	—	2	1
Désactualisation des provisions	7	6	14	15
Charge d'intérêts nette	60	57	123	119

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la charge d'intérêts nette a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation de la charge d'intérêts en 2021 est essentiellement attribuable à l'émission d'actions privilégiées échangeables en 2020 et à l'obtention d'un financement pour le projet lié à la centrale de South Hedland au quatrième trimestre de 2020, le tout contrebalancé en partie par une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les projets de mise en valeur, le rachat de billets à moyen terme d'un capital de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020 et une baisse des intérêts sur les autres soldes de la dette en raison des remboursements prévus.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» de notre rapport de gestion annuel de 2020 de même qu'à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Canada

Plan climatique fédéral

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique intitulé «Un environnement sain et une économie saine» qui énonce la façon dont le gouvernement fédéral prévoit utiliser des politiques, des règlements et du financement pour réaliser la cible de réduction des émissions de GES du Canada aux termes de l'Accord de Paris. TransAlta poursuit son dialogue avec les autorités gouvernementales en vue de cerner les possibilités et d'atténuer les risques associés au nouveau plan climatique fédéral. Se reporter à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Norme sur les combustibles propres («NCP»)

Le 19 décembre 2020, le gouvernement canadien a publié son projet de règlement de la NCP, marquant le début d'une période de consultation publique obligatoire de 75 jours, laquelle a pris fin le 4 mars 2021. Le gouvernement fédéral a aussi annoncé que seuls les combustibles liquides servant aux transports seraient assujettis à la NCP; les combustibles gazeux et solides sont donc exclus de son application, ce qui limite les répercussions sur le secteur de l'électricité. La NCP devrait être finalisée en décembre 2021 et entrer en vigueur le 1^{er} décembre 2022.

Tarifification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 21 juin 2018, la loi fédérale canadienne intitulée *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* («LTPGES») est entrée en vigueur. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral a instauré un prix national sur les émissions de GES. Le 1^{er} janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la LTPGES est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'avaient pas de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral. Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone (la «taxe carbone») pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions. La tarification du carbone correspond également au prix du carbone lié aux obligations de conformité conformément au STFR.

Le 12 février 2021, le gouvernement fédéral a commencé à planifier une révision du STFR et d'autres aspects de la LTPGES pour 2022. TransAlta participera activement à ce processus étant donné que toute modification du STFR aura probablement une incidence sur les systèmes provinciaux de tarification du carbone dans l'avenir.

Le 5 juin 2021, le gouvernement fédéral a publié un projet de modifications au règlement de la LTPGES visant à apporter des précisions quant au traitement des chaudières. Si le projet de modifications du règlement est adopté, la précision fournira davantage de certitude en ce qui concerne le traitement touchant les centrales alimentées au gaz au titre du STFR.

Adoption par l'Ontario du programme des normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»)

À l'automne 2020, le gouvernement fédéral a confirmé que les NRE respectaient les exigences de la LTPGES et a permis à la province de les substituer au STFR. L'Ontario appliquera les NRE à compter du 1^{er} janvier 2022. L'adoption du programme NRE ne représente aucun risque important pour les activités de TransAlta en Ontario. TransAlta continuera de soumettre des rapports de conformité au gouvernement fédéral au titre du STFR jusqu'à la mise en œuvre du programme NRE.

Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité

Le gouvernement fédéral s'est engagé à atteindre une cible de zéro émission nette d'ici 2050. La *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, laquelle a reçu la sanction royale le 30 juin 2021, oblige le gouvernement fédéral à établir une cible provisoire pour 2026 et à établir une cible en matière d'émissions pour les années 2030, 2035, 2040 et 2045 au moins cinq ans avant la date cible. Pour chaque cible établie, le gouvernement devra également publier un plan d'action décrivant les mesures qu'il déploiera pour appuyer la réalisation de la cible. Le ministère des Finances fédéral devra préparer un rapport annuel présentant les coûts des mesures entreprises et les progrès réalisés.

États-Unis

Engagement révisé du président Biden visant la réduction des émissions d'ici 2030

Le 22 avril 2021, pendant le sommet sur le climat qu'il a tenu, le président Biden s'est engagé à réduire les émissions de GES aux États-Unis de 50 % à 52 % en deçà de leur niveau de 2005 d'ici 2030.

Ordonnance du président Biden concernant les risques financiers liés au climat

Le 25 mai 2021, l'administration du président Biden a émis une ordonnance qui confie à la secrétaire au Trésor américain la responsabilité de déterminer l'exposition aux risques financiers du gouvernement fédéral et de l'économie liés aux répercussions des changements climatiques de même que l'élaboration de documents stratégiques présentant des méthodes pour composer avec les répercussions des changements climatiques. Ces travaux devraient mener à une présentation plus formelle et plus uniforme des risques liés aux changements climatiques par les entités du secteur public et du secteur privé.

Loi concernant le plafonnement et l'échange dans l'État de Washington

Le 17 mai 2021, le gouverneur Inslee a promulgué la loi concernant le plafonnement et l'échange dans l'État de Washington régissant les entités qui émettent plus de 25 000 t éq. CO₂ par année. Le règlement dont l'entrée en vigueur est prévue en 2023 visera à lier le système de plafonnement et d'échange californien et québécois dans le cadre de la Western Climate Initiative en 2026. La centrale Centralia de TransAlta ne sera pas tenue d'adhérer au système de plafonnement et d'échange jusqu'à sa fermeture, en 2025, conformément à notre entente précédente avec l'État de Washington.

Autre analyse consolidée

Engagements

Certains engagements présentés à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport intégré annuel de 2020 sont basés sur des prix variables. Les mises à jour importantes des contrats comportant des prix variables sont présentées ci-après. Veuillez également vous reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport intégré annuel de 2020 pour obtenir la liste complète des engagements que nous avons conclus directement ou au moyen de nos participations dans des entreprises communes.

Contrats d'achat et de livraison de gaz naturel

Dans le cadre de la vente du gazoduc Pioneer, la Société a conclu un contrat de 15 ans pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui représente un nouvel engagement de 439 millions de dollars pour les 15 prochaines années. Ce contrat remplace, en partie, l'engagement actuel de la Société visant la livraison de 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui a pris fin le 30 juin 2021 et était comptabilisé à titre de contrat de location. Par conséquent, la Société dispose maintenant de contrats de livraison fermes de 400 TJ/jour de gaz d'ici 2023. En outre, le 30 juin 2021, l'engagement de la Société visant l'achat de 139 TJ/jour de gaz naturel de Tidewater a pris fin, ce qui a diminué de 1,7 milliard de dollars les engagements présentés au 31 décembre 2020.

Éventualités

Pour plus de détails sur les éventualités importantes en cours, se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport de gestion de 2020 contenu dans le rapport intégré annuel de 2020. Les changements à ces éventualités au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021 sont présentés à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion ainsi que ci-après :

I. Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois incidents distincts à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de l'approvisionnement en vapeur pour ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. La Société a lancé une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle devrait se terminer au troisième trimestre de 2021. Les résultats de l'enquête permettront de déterminer si des dommages-intérêts prédéterminés sont dus et, le cas échéant, leur montant.

II. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau 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 de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016. Les deux premières factures représentant un montant cumulatif de 17 millions de dollars ont été reçues en 2020 et la troisième et dernière facture de 11 millions de dollars a été reçue au premier trimestre de 2021. Au deuxième trimestre de 2021, toutes les factures avaient été réglées. La Société s'attend à ce que des factures ajustées soient émises par l'AESO en octobre 2021. L'incidence qu'auront les factures ajustées, le cas échéant, sur la Société reste inconnue.

III. Litige lié à l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob

La Société est partie à un litige avec Energy Transfer Canada ULC, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), en raison de la résiliation alléguée par ET Canada d'ententes intervenues entre les parties pour la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à la centrale de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement complet pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. La date de l'audience reste à être déterminée, mais devrait avoir lieu en 2022.

IV. Litige avec Fortescue Metals Group Ltd.

La Société est partie à un litige avec FMG. Le litige découle de la résiliation alléguée par FMG du CAÉ de South Hedland. 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. Le début du procès était prévu le 3 mai 2021, mais le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le procès a été reporté jusqu'à la satisfaction des conditions de règlement.

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. Aucun changement important n'a été apporté aux estimations au cours du trimestre, à l'exception de ceux qui suivent :

Obligations au titre des prestations définies

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. La hausse des taux d'actualisation, sous l'effet principalement de la hausse des taux de référence du marché, a entraîné la diminution des obligations au titre des prestations définies qui se sont établies à 231 millions de dollars au 30 juin 2021 comparativement à 282 millions de dollars au 31 décembre 2020.

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 audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2021 et de l'adoption anticipée de normes, d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur.

Modifications à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue*

Le 1^{er} janvier 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* (les «modifications à l'IAS 16»), avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2022. La Société a adopté les modifications à l'IAS 16 de façon rétrospective. Aucun effet cumulatif de l'application initiale des dispositions n'est survenu. Les modifications à l'IAS 16 interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité doit plutôt comptabiliser en résultat net le produit de la vente de tels éléments, ainsi que le coût de production de ceux-ci. L'adoption par anticipation des modifications n'a pas entraîné d'ajustements.

IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir – réforme des taux d'intérêt de référence*

Il est prévu que le taux interbancaire offert à Londres («LIBOR») soit abandonné progressivement d'ici la fin 2021 en tant qu'indice de taux d'intérêt facilement utilisé par les sociétés pour les instruments financiers. En août 2020, l'IASB a publié la *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications ont pris effet le 1^{er} janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1^{er} janvier 2021.

Les facilités de crédit de la Société utilisent comme taux de référence le LIBOR en dollars américains pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens pour les emprunts en dollars canadiens, et incluent des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. Aucune incidence financière n'a découlé de l'application des modifications. Au 30 juin 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur les facilités de crédit. La Société suit la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante.

Changements futurs aux méthodes comptables et aux règlements

Modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers* – méthodes comptables significatives

Le 12 février 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, obligeant les entités à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs principales méthodes comptables. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, mais la Société prévoit les adopter par anticipation pour les états financiers annuels de 2021.

Modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*. Les modifications précisent que l'exception prévue par l'IAS 12 en ce qui a trait à la comptabilisation initiale ne s'applique pas aux transactions comme les contrats de location et les obligations de démantèlement. Ces transactions donnent lieu à des montants égaux de différences temporaires compensatoires au titre desquelles un impôt différé doit être comptabilisé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence possible de ces modifications sur ses états financiers.

Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières

Le 27 mai 2021, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont publié dans sa forme définitive le *Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières* (le «règlement»), qui entrera en vigueur le 25 août 2021 et s'appliquera aux émetteurs assujettis à l'égard des documents déposés pour les exercices se terminant le 15 octobre 2021 ou ultérieurement. Le règlement traite de la présentation des mesures financières non conformes aux PCGR, des ratios non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières afin d'offrir précision et uniformité à l'égard des obligations d'information d'un émetteur. La Société prévoit d'appliquer le règlement à l'égard de l'information déposée pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 de 2020 et à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Instruments financiers

Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport intégré annuel de 2020 et aux notes 10 et 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2021 et pour les périodes de trois mois et de six 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 consolidés résumés intermédiaires non audités.

Au 30 juin 2021, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments de niveau III était de 245 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020). La diminution pour la période découle essentiellement de la volatilité des prix du marché et des règlements de contrats. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020.

Gouvernance et gestion du risque

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2020 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 2020. Les facteurs ci-après peuvent contribuer à ces risques et incertitudes :

Pandémie mondiale de COVID-19

Au cours de la période, TransAlta a maintenu un certain nombre de mesures d'atténuation du risque mises en place en 2020 en réponse à la pandémie de COVID-19 afin d'assurer la sécurité de son personnel et de veiller à ce que ses installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de ses clients.

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 six mois closes le 30 juin 2021, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement 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 le CIIF ou les 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 de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu qu'au 30 juin 2021, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TA Alberta Hydro LP, une filiale en propriété exclusive. Ces actifs sont situés en Alberta et comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Alberta Electric System Operator (AESO)

Société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

AUC

Alberta Utilities Commission

Autres actifs hydroélectriques

Actifs hydroélectriques de la Société situés en Colombie-Britannique et en Ontario, ainsi que les actifs détenus par TransAlta Renewables, notamment les centrales de Taylor, de Belly River, de Waterton, de St. Mary, d'Upper Mamquam, de Pingston, de Bone Creek, d'Akolkolex, de Ragged Chute, de Misema, de Galetta, d'Appleton et de Moose Rapids.

Balancing Pool

Organisation créée 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

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

Capacité marchande

Décrit les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

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

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon aux États-Unis, 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.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

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)

Arrangement pour la vente d'énergie électrique.

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

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI)

Désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose ou soumet 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 assurer à la Société que l'information qu'elle doit communiquer dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

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

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

Disponibilité ajustée

Ajustement de la disponibilité 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.

Énergie thermique en Alberta

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada, 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 Keephills, la mine de Highvale, ainsi que notre centrale Sheerness, qui n'est pas en exploitation.

Flux de trésorerie disponibles

Représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, à effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, à rembourser la dette à l'échéance, à verser des dividendes sur les actions ordinaires ou à racheter des actions ordinaires. Le montant correspond aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

Fonds provenant des activités d'exploitation

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. Ils correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gigajoule (GJ)

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

IFRS

Normes internationales d'information financière

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 durant normalement quelques semaines. La durée se mesure de l'arrêt de l'unité à la remise en service.

JVAERG

Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global; se rapporte à des ajustements comptables de la juste valeur comptabilisés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

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.

Normes de rendement à l'égard des émissions (NRE)

Sous le gouvernement de l'Ontario, normes de rendement qui établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations visées.

Optimisation de la répartition

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

Portefeuille de centrales électriques en Alberta

Portefeuille comprenant des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques, principalement exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

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 *Electric Utilities Act*, 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

Taxe carbone

Prix du carbone par tonne de gaz à effet de serre émise relativement aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et autres sources d'émission plus minimes.

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 800, 324 - 8 th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 2Z2

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

Comptes de résultat consolidés résumés

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

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires (note 4)	619	437	1 261	1 043
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 5)	212	116	455	309
Coûts de conformité liés au carbone	42	35	92	80
Marge brute	365	286	714	654
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	151	112	256	240
Amortissement	123	163	272	319
Dépréciation d'actifs (reprises) (note 6)	16	32	45	(9)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	17	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	(10)	(21)	(20)
Résultats d'exploitation	78	(19)	145	107
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	2	—	4	—
Produits tirés des contrats de location-financement	6	1	13	2
Charge d'intérêts nette (note 7)	(60)	(57)	(123)	(119)
Profit de change	14	23	21	4
Profit à la vente d'actifs et autres	32	—	33	—
Résultat avant impôts sur le résultat	72	(52)	93	(6)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 8)	44	(17)	64	(15)
Résultat net	28	(35)	29	9
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(2)	(50)	(32)	(13)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	30	15	61	22
	28	(35)	29	9
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(2)	(50)	(32)	(13)
Dividendes sur actions privilégiées (note 17)	10	10	10	20
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(12)	(60)	(42)	(33)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	270	276	271	276
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,04)	(0,22)	(0,16)	(0,12)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net	28	(35)	29	9
Autres éléments du résultat global				
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts (note 1 B)) ¹	1	(21)	38	(15)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	—	(4)	(1)	5
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	1	(25)	37	(10)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(24)	(29)	(37)	67
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	9	18	14	(23)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	(108)	41	(131)	55
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	(8)	(24)	(26)	(49)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(131)	6	(180)	50
Autres éléments du résultat global	(130)	(19)	(143)	40
Total du résultat global	(102)	(54)	(114)	49
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(135)	(41)	(137)	37
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	33	(13)	23	12
	(102)	(54)	(114)	49

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de respectivement néant et 11 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 (recouvrement de 7 millions de dollars et de 5 millions de dollars en 2020).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 (charge de néant et de 1 million de dollars en 2020).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de respectivement 28 millions de dollars et 36 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 (charge de 11 millions de dollars et de 16 millions de dollars en 2020).

4) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de respectivement 2 millions de dollars et 7 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 (charge de 6 millions de dollars et de 13 millions de dollars en 2020).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

	Au 30 juin 2021	Au 31 décembre 2020
<i>(non audité)</i>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	642	703
Liquidités soumises à restrictions	54	71
Créances clients et autres débiteurs	695	583
Charges payées d'avance	58	31
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	225	171
Stocks (note 12)	208	238
Actifs détenus en vue de la vente	8	105
	1 890	1 902
Placements	98	100
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	201	228
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	456	521
Immobilisations corporelles (note 13)		
Coût	13 407	13 398
Amortissement cumulé	(7 779)	(7 576)
	5 628	5 822
Actif au titre du droit d'utilisation (note 3)	88	141
Immobilisations incorporelles	271	313
Goodwill	463	463
Actifs d'impôt différé	65	51
Autres actifs	206	206
Total de l'actif	9 366	9 747
Dettes fournisseurs et charges à payer	582	599
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	55	59
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	237	94
Partie courante des passifs sur contrat	15	1
Impôts sur le résultat à payer	26	18
Dividendes à verser (notes 16 et 17)	37	59
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 14)	115	105
	1 067	935
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 14)	2 976	3 256
Titres échangeables (note 15)	732	730
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	589	614
Passifs d'impôt différé	407	396
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	93	68
Passifs sur contrat	13	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 1 B))	256	298
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 16)	2 901	2 896
Actions privilégiées	942	942
Surplus d'apport	33	38
Déficit	(1 880)	(1 826)
Cumul des autres éléments du résultat global	197	302
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 193	2 352
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	1 040	1 084
Total des capitaux propres	3 233	3 436
Total du passif et des capitaux propres	9 366	9 747
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)

Six mois clos le 30 juin 2021	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436
Résultat net	—	—	—	(32)	—	(32)	61	29
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	—	—	—	—	(23)	(23)	—	(23)
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(159)	(159)	1	(158)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	38	38	—	38
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	39	39	(39)	—
Total du résultat global	—	—	—	(32)	(105)	(137)	23	(114)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(12)	—	(12)	—	(12)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	5	—	(5)	—	—	—	—	—
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(67)	(67)
Solde au 30 juin 2021	2 901	942	33	(1 880)	197	2 193	1 040	3 233

Six mois clos le 30 juin 2020	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables 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	—	—	—	(13)	—	(13)	22	9
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	—	—	—	—	44	44	—	44
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	11	11	—	11
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(15)	(15)	—	(15)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	10	10	(10)	—
Total du résultat global	—	—	—	(13)	50	37	12	49
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(23)	—	(23)	—	(23)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(30)	—	—	9	—	(21)	—	(21)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 9)	—	—	—	3	—	3	9	12
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(4)	—	(10)	—	—	(14)	—	(14)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(54)	(54)
Solde au 30 juin 2020	2 944	942	32	(1 499)	504	2 923	1 068	3 991

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Activités d'exploitation				
Résultat net	28	(35)	29	9
Amortissement (note 19)	173	188	377	372
Profit à la vente d'actifs (note 3)	(32)	—	(33)	—
Désactualisation des provisions (note 7)	7	6	14	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(4)	(8)	(8)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 8)	32	(29)	29	(36)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(13)	7	(33)	(46)
(Profits latents) pertes latentes de change	(16)	(24)	(25)	2
Provisions et passif sur contrat	(18)	9	(22)	9
Dépréciation d'actifs (reprises) (note 6)	16	32	45	(9)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises	1	—	(1)	—
Autres éléments sans effet de trésorerie	35	1	21	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	208	151	393	315
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(128)	(30)	(56)	20
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	80	121	337	335
Activités d'investissement				
Ajouts d'immobilisations corporelles (note 13)	(119)	(75)	(217)	(147)
Ajouts d'immobilisations incorporelles	(2)	(3)	(3)	(5)
Liquidités soumises à restrictions	(2)	(1)	15	16
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(37)	—	(37)
Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 3)	128	—	128	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	—	1	4	1
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(1)	3	(3)	6
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4	20	8
Augmentation du prêt à recevoir	(2)	(3)	(2)	(3)
Divers	(13)	1	(18)	4
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(9)	1	(45)	(47)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(10)	(109)	(121)	(204)
Activités de financement				
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 14)	—	(8)	(114)	(109)
Remboursement de la dette à long terme (note 14)	(27)	(27)	(45)	(44)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 16)	(12)	(12)	(24)	(23)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 17)	(10)	(10)	(20)	(20)
Produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires (note 16)	8	—	8	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 16)	—	(10)	(4)	(19)
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	1	3	1	(7)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 9)	(30)	(23)	(67)	(42)
Remboursement des obligations locatives (note 14)	(2)	(5)	(4)	(10)
Divers	(1)	(2)	(3)	(2)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	—	—	(1)	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(73)	(94)	(273)	(290)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(3)	(82)	(57)	(159)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(3)	1	(4)	5
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(6)	(81)	(61)	(154)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	648	338	703	411
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	642	257	642	257
Impôts sur le résultat au comptant payés	15	8	27	20
Intérêts au comptant payés	61	60	112	99

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 audités 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 audités de la Société. Par conséquent, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels audités 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 9 août 2021.

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 Z) des états financiers consolidés annuels audités les plus récents de la Société pour plus de précisions. 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

Obligations au titre des prestations définies

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. La hausse des taux d'actualisation, sous l'effet principalement de la hausse des taux de référence du marché, a entraîné la diminution des obligations au titre des prestations définies qui se sont établies à 231 millions de dollars au 30 juin 2021, comparativement à 282 millions de dollars au 31 décembre 2020.

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 audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2021 et de l'adoption anticipée de normes, d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur.

I. Modifications à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue*

Le 1^{er} janvier 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* (les «modifications à l'IAS 16»), avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2022. La Société a adopté les modifications à l'IAS 16 de façon rétrospective. Aucun effet cumulatif de l'application initiale des dispositions n'est survenu. Les modifications à l'IAS 16 interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité doit plutôt comptabiliser en résultat net le produit de la vente de tels éléments, ainsi que le coût de production de ceux-ci. L'adoption par anticipation des modifications n'a pas entraîné d'ajustements.

II. IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir – réforme des taux d'intérêt de référence*

Il est prévu que le taux interbancaire offert à Londres («LIBOR») soit abandonné progressivement d'ici la fin 2021 en tant qu'indice de taux d'intérêt facilement utilisé par les sociétés pour les instruments financiers. En août 2020, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié la *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications ont pris effet le 1^{er} janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1^{er} janvier 2021.

Les facilités de crédit de la Société utilisent comme taux de référence le LIBOR en dollars américains pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens pour les emprunts en dollars canadiens, et incluent des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. Aucune incidence financière n'a découlé de l'application des modifications. Au 30 juin 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur les facilités de crédit. La Société suit la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante.

B. Changements de méthodes comptables futurs

I. Modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers – méthodes comptables significatives*

Le 12 février 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, obligeant les entités à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs principales méthodes comptables. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, mais la Société prévoit les adopter par anticipation pour les états financiers annuels de 2021.

II. Modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*. Les modifications précisent que l'exception prévue par l'IAS 12 en ce qui a trait à la comptabilisation initiale ne s'applique pas aux transactions comme les contrats de location et les obligations de démantèlement. Ces transactions donnent lieu à des montants égaux de différences temporaires compensatoires au titre desquelles un impôt différé doit être comptabilisé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence possible de ces modifications sur ses états financiers.

C. Chiffres comparatifs

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

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

A. Contrat d'énergie solaire avec BHP Nickel West

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy, une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Les activités de construction débuteront au quatrième trimestre de 2021 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 73 millions de dollars australiens. Il s'agit du premier projet de croissance important convenu dans le cadre du contrat d'achat d'électricité («CAÉ») prolongé qui a été signé en octobre 2020. La Société continue d'explorer activement d'autres occasions de croissance avec BHP.

B. Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en tant qu'unité alimentée au charbon

Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 1^{er} novembre 2021 l'unité 5 de la centrale de Sundance alimentée au charbon actuellement mise temporairement à l'arrêt et de résilier le contrat de service de transport qui s'y rapporte. En vertu de la réglementation applicable, une mise à l'arrêt temporaire peut être prolongée d'au plus 24 mois suivant le début de l'arrêt; après ce délai, l'unité doit être remise en service, ou le contrat de service de transport doit être résilié (ce qui a pour effet de mettre l'unité hors service en tant qu'installation alimentée au charbon). L'AESO avait antérieurement accordé une prolongation de la mise à l'arrêt de l'unité 5 de la centrale de Sundance jusqu'au 1^{er} novembre 2021. Par conséquent, l'unité 5 de la centrale de Sundance ne sera pas remise en service en tant qu'unité alimentée au charbon.

C. Achèvement de la conversion au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 juillet 2021, la Société a annoncé l'achèvement de la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keephills, qui est passée du charbon thermique au gaz naturel. En février 2021, la Société a également achevé la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance. L'unité 2 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance conserveront toutes deux leur capacité nominale de production de 395 MW et de 401 MW, respectivement. Ces projets de conversion au gaz réduiront nos émissions de CO₂ de plus de la moitié et font progresser notre plan de transition vers une énergie propre à 100 % en Alberta d'ici la fin de 2021.

D. Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente précédemment annoncée du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit en espèces net revenant à TransAlta au titre de la vente de sa participation de 50 % totalise environ 128 millions de dollars, sous réserve de certains ajustements. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer fera partie des systèmes de transport de gaz naturel de NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») et d'ATCO en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de la Société à Sundance et à Keephills. Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu d'autres contrats

de livraison à long terme avec NGTL portant à 400 TJ/jour le volume visé au titre des services de livraison de gaz, nouveaux et existants, d'ici la fin de 2023. Se reporter à la note 18 pour plus de détails.

Par suite de la vente, la Société a décomptabilisé les actifs connexes du gazoduc Pioneer qui étaient classés comme étant détenus en vue de la vente (97 millions de dollars) et a comptabilisé un profit à la vente de 31 millions de dollars dans le compte de résultat. De plus, dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation (41 millions de dollars) et de l'obligation locative (43 millions de dollars) se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

E. Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat proroge l'échéance du contrat initial, qui passe du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Le contrat stipule que si la Société ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, le contrat modifié et mis à jour prendra fin automatiquement le 31 décembre 2025. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. La Société est en pourparlers avec les trois autres preneurs industriels existants en vue de la prolongation de leur approvisionnement en électricité et en vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia selon des modalités comparables. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. Le 19 juillet 2021, la SIERE a publié un rapport d'acquisition annuel qui comprenait des détails provisoires concernant les mécanismes d'approvisionnement à moyen et à long terme liés à la capacité de production, existante et nouvelle, à compter de 2026. La Société prendra part au processus de consultation en vue d'obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia à la fin du contrat actuel.

F. Projet de parc éolien Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ à long terme avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») aux termes duquel Pembina s'engage à acheter les crédits d'électricité renouvelable et crédits environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain («Garden Plain») de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % du CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de service. Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction débuteront à l'automne 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars.

G. 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 tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

H. 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 a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ en Alberta. ENMAX Energy Corporation, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

I. Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise («Windrise») de 207 MW à TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), une filiale de la Société, pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise sera payé par TransAlta Renewables. Windrise devrait entrer en service au deuxième semestre de 2021.

Le 1^{er} avril 2021, la Société a également vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada («Ada») de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck («Skookumchuck») de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent sa participation financière dans les installations. La centrale de cogénération Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec une contrepartie de qualité.

J. Pandémie mondiale

L'Organisation mondiale de la Santé 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.

Malgré les défis liés à la pandémie, toutes les installations de la Société demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de ses 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. La Société n'a 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 les territoires de la Société.

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 deuxième trimestre, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 2,0 milliards de dollars, dont 642 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

4. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires 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 juin 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres	13	49	44	28	8	1	–	–	143
Crédits environnementaux ¹	–	4	–	–	–	–	–	–	4
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	13	53	44	28	8	1	–	–	147
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	–	–	5	–	–	–	–	–	5
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	–	3	3	–	(55)	48	38	4	41
Produits tirés des activités de détail et autres	101	19	1	2	295	8	–	–	426
Total des produits des activités ordinaires	114	75	53	30	248	57	38	4	619
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	–	4	–	–	4	1	–	–	9
Au fil du temps	13	49	44	28	4	–	–	–	138
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	53	44	28	8	1	–	–	147

1) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

2) 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.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture.

Trois mois clos le 30 juin 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres ²	39	55	43	22	78	1	—	—	238
Crédits environnementaux ³	—	7	—	—	—	—	—	—	7
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	39	62	43	22	78	1	—	—	245
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ⁴									
	—	—	1	16	14	—	—	—	31
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁵									
	—	(6)	—	—	20	67	25	1	107
Produits tirés des activités de détail et autres									
	3	18	4	1	28	—	—	—	54
Total des produits des activités ordinaires									
	42	74	48	39	140	68	25	1	437
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	7	—	—	6	1	—	—	14
Au fil du temps	39	55	43	22	72	—	—	—	231
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	39	62	43	22	78	1	—	—	245

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) Certains soldes des contrats des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz en Amérique du Nord ont été reclassés des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients aux produits tirés des activités de détail et autres ou aux produits des activités ordinaires tirés des contrats de location.

3) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

4) 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.

5) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture.

Six mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres	13	112	108	57	14	3	—	—	307
Crédits environnementaux ¹	—	9	—	—	—	—	—	—	9
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	10	—	—	—	—	—	10
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(1)	4	—	(96)	98	99	5	109
Produits tirés des activités de détail et autres	190	41	5	4	536	50	—	—	826
Total des produits des activités ordinaires	203	161	127	61	454	151	99	5	1 261
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	9	—	—	8	3	—	—	20
Au fil du temps	13	112	108	57	6	—	—	—	296
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	121	108	57	14	3	—	—	316

1) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

2) 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.

3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture.

Six mois clos le 30 juin 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres ²	75	116	87	43	155	5	—	—	481
Crédits environnementaux ³	—	15	—	—	—	—	—	(5)	10
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	75	131	87	43	155	5	—	(5)	491
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ⁴									
	—	—	5	31	27	—	—	—	63
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁵									
	—	5	1	—	22	166	53	3	250
Produits tirés des activités de détail et autres									
	5	43	6	4	142	39	—	—	239
Total des produits des activités ordinaires									
	80	179	99	78	346	210	53	(2)	1 043
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	11	—	—	11	5	—	—	27
Au fil du temps	75	120	87	43	144	—	—	(5)	464
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	75	131	87	43	155	5	—	(5)	491

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) Certains soldes des contrats des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz en Amérique du Nord ont été reclassés des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients aux produits tirés des activités de détail et autres ou aux produits des activités ordinaires tirés des contrats de location.

3) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

4) 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.

5) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture.

5. Charges selon leur nature

Les charges liées aux coûts du combustible 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 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2021		2020		2021		2020	
	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible – gaz ¹	62	–	31	–	120	–	71	–
Coûts du combustible – charbon ^{1,2}	24	–	16	–	70	–	85	–
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	5	–	6	–	10	–	11	–
Achats d'électricité	64	–	25	–	133	–	64	–
Amortissement minier ³	50	–	25	–	105	–	53	–
Salaires et avantages sociaux	7	61	13	54	17	107	25	121
Autres charges d'exploitation ⁴	–	90	–	58	–	149	–	119
Total	212	151	116	112	455	256	309	240

1) Aux premier et deuxième trimestres de 2021, les coûts du combustible ont été divisés pour présenter séparément les coûts du gaz et ceux du charbon dans le tableau ci-dessus, et les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés du poste Coûts du combustible et des achats d'électricité au poste Coûts de conformité liés au carbone dans les comptes de résultat consolidés résumés. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ces reclassements.

2) Le poste Coûts du combustible – charbon pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 comprenait des montants de respectivement 3 millions de dollars et 11 millions de dollars liés à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisée en 2021.

3) Le poste Amortissement minier pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 comprenait des montants de respectivement 12 millions de dollars et 29 millions de dollars liés à la dépréciation de l'amortissement minier comptabilisée en 2021.

4) Pour le deuxième trimestre de 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 25 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liée à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz. Se reporter à la note 12 pour plus de détails.

6. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Dépréciation des immobilisations corporelles – projet de centrale de cogénération de Kaybob	–	–	27	–
Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon ¹	–	–	14	–
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ²	6	32	(6)	(9)
Dépréciation des immobilisations corporelles – Énergie thermique en Alberta ³	10	–	10	–
Dépréciation d'actifs (reprises)	16	32	45	(9)

1) Dépréciation à néant, car il n'y aura plus d'extraction de charbon dans cette zone de la mine.

2) La variation s'explique principalement par les variations des taux d'actualisation des actifs mis hors service.

3) Certaines pièces de rechange et certains véhicules à la mine de Highvale ont subi une perte de valeur, car ils ne seront pas utilisés dans nos centrales converties au gaz. Les montants ont été ajustés en fonction de la valeur recouvrable prévue diminuée des coûts de sortie.

Projet de centrale de cogénération de Kaybob

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), a prétendument résilié les ententes liées à la mise en valeur, à la construction et à l'exploitation du projet de centrale de cogénération de Kaybob. Par conséquent, au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la vente du matériel acheté à ce jour. TransAlta a entamé une procédure

d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. Se reporter à la note 18 pour plus de détails.

7. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Intérêt sur la dette	40	39	80	82
Intérêt sur les débiteures échangeables	7	8	14	15
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	—	14	—
Produits d'intérêts	(3)	(2)	(6)	(5)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	(1)	(8)	(2)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2	4	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	4	5	8	9
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	1	—
Divers	(1)	—	2	1
Désactualisation des provisions	7	6	14	15
Charge d'intérêts nette	60	57	123	119

8. Impôts sur le résultat

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Charge d'impôt exigible	12	12	35	21
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	—	(14)	(19)	(24)
Charge d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réductions antérieures) de valeur des actifs d'impôt différé ¹	32	(15)	48	(12)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	44	(17)	64	(15)

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Charge d'impôt exigible	12	12	35	21
Charge (recouvrement) d'impôt différé	32	(29)	29	(36)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	44	(17)	64	(15)

¹ Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la Société a comptabilisé une réduction de valeur des actifs d'impôt différé de respectivement 32 millions de dollars et 48 millions de dollars (reprise d'une réduction antérieure de respectivement 15 millions de dollars et 12 millions de dollars pour les périodes correspondantes closes le 30 juin 2020). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société a sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'est pas considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

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.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	19	2	31	5
TransAlta Renewables	11	13	30	17
	30	15	61	22
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	19	2	31	5
TransAlta Renewables	14	(15)	(8)	7
	33	(13)	23	12
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	3	17	4
TransAlta Renewables	25	20	50	38
	30	23	67	42
Aux			30 juin 2021	31 déc. 2020
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.			150	136
TransAlta Renewables			890	948
			1 040	1 084
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,9	39,9

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 des justes valeurs 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 15 des états financiers consolidés annuels audités de 2020.

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 ou l'incidence compensatoire des positions de niveau II. 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, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement.

Au		30 juin 2021				
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	361	+28 -124	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	27 \$ US à 31 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 12 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	27 \$ US à 31 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 12 \$ US
				Volatilité	30 % à 70 %	80 % à 120 %
Livraison de charbon - États-Unis	(30)	+9 -9	Évaluation numérique des instruments dérivés	Augmentation du tarif ferroviaire	22 \$ à 24 \$	Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif - est des États-Unis	(49)	+5 -4	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume		95 % à 105 %
				Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme - est des États-Unis	(20)	+22 -22	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	34 \$ US à 48 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
				Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	2 \$ US à 14 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 2 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme - Canada	(1)	+31 -18	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	51 \$ US à 98 \$ US	Baisse du prix de 26 \$ ou hausse de 4 \$
				Escomptes mensuels sur l'énergie éolienne	34 % à 54 %	Baisse de 5 % ou hausse de 5 %
Autres	(16)	+7 -13				

Au	31 décembre 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	598	+35 -59	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	24 \$ US à 32 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	24 \$ US à 32 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
				Volatilité	15 % à 40 %	80 % à 120 %
Livraison de charbon – États-Unis	(16)	+3 -5	Évaluation numérique des instruments dérivés	Augmentation du tarif ferroviaire	21 \$ US à 24 \$ US	Zéro à 4 %
				Volume		95 % à 105 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	11	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap»)	Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	35 \$ US à 52 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(29)	+22 -22	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	11 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US
		+5				
Autres	(4)	-5				

i. Ventes 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 déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2020 et le 30 juin 2021, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 11 millions de dollars et 4 millions de dollars.

ii. Livraison de charbon – États-Unis

La Société est partie à un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages au profit du fournisseur qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

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 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.

v. Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada

En ce qui concerne le parc éolien de Garden Plain, la Société a conclu un CAÉ virtuel aux termes duquel la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi par l'AESO. Le contrat entre en

vigueur dès la mise en service du parc, laquelle est prévue pour la fin de 2022, et prend fin 18 ans après cette date. La composante énergie du contrat est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les prix à terme de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 30 juin 2021 : niveau I – actif net de 19 millions de dollars (passif net de 13 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau II – actif net de 77 millions de dollars (passif net de 27 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau III – actif net de 245 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les variations importantes des actifs et passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021 découlent essentiellement de la volatilité des prix du marché et des règlements de contrats.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2021 et 2020 :

	Six mois clos le 30 juin 2021			Six mois clos le 30 juin 2020		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	573	9	582	678	8	686
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(142)	(46)	(188)	65	18	83
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	(62)	(62)	–	4	4
Contrats réglés	(70)	(1)	(71)	(42)	(5)	(47)
Variation des taux de change	(17)	1	(16)	34	(1)	33
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période	344	(99)	245	735	24	759
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(160)	–	(160)	99	–	99
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	70	(107)	(37)	42	21	63
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	(108)	(108)	–	16	16

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 10 millions de dollars au 30 juin 2021 (passif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2020), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021 sont principalement attribuables aux variations favorables des taux d'intérêt et des taux de change.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 juin 2021	—	779	—	779	732
Dettes à long terme au 30 juin 2021	—	3 162	—	3 162	3 007
Titres échangeables au 31 décembre 2020	—	769	—	769	730
Dettes à long terme au 31 décembre 2020	—	3 480	—	3 480	3 227

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débiteures, 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, liquidités soumises à restrictions, 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 se rapproche de la valeur comptable, car les montants à recevoir représentent les flux de trésorerie provenant des remboursements du principal et des intérêts.

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 des instruments dérivés qui se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles 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 résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020
Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de la période	(33)	9
Nouveaux profits initiaux	15	4
Variation des taux de change	1	(1)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(7)	(25)
Perte nette non amortie à la fin de la période¹	(24)	(13)

1) Au troisième trimestre de 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 16 des états financiers consolidés annuels audités de 2020.

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 juin 2021

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(3)	(12)	(15)
Non courants	345	11	356
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	342	(1)	341
Divers			
Courants	4	(1)	3
Non courants	–	7	7
Autres actifs nets de gestion du risque	4	6	10
Total des actifs nets de gestion du risque	346	5	351

Au 31 décembre 2020

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	101	(11)	90
Non courants	471	(19)	452
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	572	(30)	542
Divers			
Courants	(9)	(4)	(13)
Non courants	–	1	1
Autres passifs nets de gestion du risque	(9)	(3)	(12)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	563	(33)	530

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

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

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché. 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 juin 2021 liée aux

activités de négociation pour compte propre de la Société était de 3 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2020).

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. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur des instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de production, 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 à ces activités influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 juin 2021, 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 42 millions de dollars (12 millions de dollars au 31 décembre 2020). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2021, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 22 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2020).

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 juin 2021 :

	Note de première qualité (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	91	9	100	695
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	201
Actifs de gestion du risque ¹	94	6	100	681
Prêt à recevoir ²	—	100	100	54
Total				1 631

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 28 millions de dollars au 30 juin 2021 (22 millions de dollars au 31 décembre 2020). TransAlta a pris des mesures de suivi et d'atténuation du risque supplémentaires pour répondre aux répercussions en cours de la pandémie de COVID-19.

III. Risque de liquidité

TransAlta maintient une situation financière solide, sans problèmes de liquidités. La Société dispose de suffisamment de liquidités existantes pour rembourser ses dettes venant prochainement à échéance. 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 :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	582	—	—	—	—	—	582
Dette à long terme ¹	48	610	162	119	134	1 967	3 040
Titres échangeables ²	—	—	—	—	750	—	750
Passifs (actifs) de gestion du risque lié aux produits de base	66	(59)	(118)	(126)	(98)	(6)	(341)
Autres passifs (actifs) de gestion du risque	1	(2)	(5)	(3)	—	(1)	(10)
Obligations locatives ³	2	(6)	4	3	2	79	84
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	76	148	120	115	109	852	1 420
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	26	52	53	53	—	—	184
Dividendes à verser	37	—	—	—	—	—	37
Total	838	743	216	161	897	2 891	5 746

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

2) On suppose que les débiteures seront échangées le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 15 pour plus de détails.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2022.

4) Non comptabilisés à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés résumés.

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 juin 2021, la Société avait fourni une garantie de 227 millions de dollars (163 millions de dollars au 31 décembre 2020) 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 110 millions de dollars à ses contreparties (85 millions de dollars au 31 décembre 2020).

12. Stocks

Le coût du charbon de la mine de Highvale continue d'augmenter en raison de la décision de la Société de convertir les centrales alimentées au charbon en centrales au gaz naturel. Selon les prix actuels de l'électricité, la Société ne s'attend pas à pouvoir recouvrer le coût du charbon. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, les coûts du combustible et des achats d'électricité comprennent une réduction de valeur de respectivement 15 millions de dollars et 40 millions de dollars sur les stocks de charbon produits en interne comptabilisée pour les ramener à leur valeur nette de réalisation, dont une tranche de respectivement 12 millions de dollars et 29 millions de dollars se rapporte à l'augmentation de l'amortissement découlant de la fermeture accélérée de la mine.

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

Aux	30 juin 2021	31 déc. 2020
Pièces et matériaux	83	107
Charbon	82	83
Frais de découverte différés	3	8
Gaz naturel	3	2
Crédits d'émission achetés	37	38
Total	208	238

Pour le deuxième trimestre de 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 25 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz. En raison de la fermeture accélérée de la mine de Highvale et de la progression vers l'achèvement de la conversion au gaz d'ici la fin de 2021, il a été établi qu'une partie des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon ne serait pas utilisée dans les activités de nos centrales converties au gaz et leur valeur a été ajustée à la baisse à leur valeur nette de réalisation prévue pour le reste de 2021.

Les coûts de conformité liés au carbone sont des coûts réglementés engagés par l'entreprise en raison des émissions de gaz à effet de serre générées par nos centrales en exploitation. L'exposition de TransAlta aux coûts de conformité liés au carbone est atténuée par l'utilisation de crédits d'émission admissibles générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité de la Société, ainsi que par l'achat de crédits d'émission sur le marché à des prix inférieurs au prix de conformité réglementé lié au carbone. Les crédits d'émission générés par nos activités en Alberta ne sont pas inscrits dans nos registres comptables, mais ils devraient être utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos secteurs Énergie thermique en Alberta et Gaz en Amérique du Nord lorsque le prix de conformité lié au carbone augmentera, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone. Au 30 juin 2021, nous disposions de 1 531 198 crédits en stock achetés à l'extérieur comptabilisés à un montant de 37 millions de dollars (1 434 761 crédits comptabilisés à un montant de 38 millions de dollars au 31 décembre 2020). La Société dispose d'environ 736 213 crédits d'émission admissibles générés en interne non comptabilisés (502 653 au 31 décembre 2020).

13. Immobilisations corporelles

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la Société a fait des ajouts de respectivement 119 millions de dollars et 217 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction pour la conversion des chaudières, au projet de parc éolien Windrise, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien planifié d'envergure. Pour en savoir plus sur l'état d'avancement du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

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

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	—	—	— %	114	114	2,7 %
Débiteures	251	251	7,1 %	249	251	7,1 %
Billets de premier rang ³	860	867	5,4 %	886	894	5,4 %
Dette sans recours ⁴	1 765	1 784	4,1 %	1 837	1 858	4,1 %
Divers ⁵	131	138	7,1 %	141	147	7,1 %
	3 007	3 040		3 227	3 264	
Obligations locatives	84			134		
	3 091			3 361		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(109)			(97)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(6)			(8)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(115)			(105)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives	2 976			3 256		

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 700 millions de dollars américains au 30 juin 2021 (700 millions de dollars américains au 31 décembre 2020).

4) Inclut un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens (800 millions de dollars australiens au 31 décembre 2020) conclu par TEC Hedland Pty Ltd., une filiale de la Société.

5) Inclut 107 millions de dollars américains au 30 juin 2021 (110 millions de dollars américains au 31 décembre 2020) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

La Société dispose de facilités de crédit consortiales consenties totalisant 2,0 milliards de dollars et de facilités de crédit bilatérales consenties totalisant 0,2 milliard de dollars, dont un montant de 1,4 milliard de dollars était disponible au 30 juin 2021 (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2020), y compris les lettres de crédit non utilisées. Les facilités comprennent une facilité de crédit de 1,25 milliard de dollars ayant été convertie en facilité comportant un emprunt lié au développement durable et dont l'échéance a été prorogée jusqu'au 30 juin 2025. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance, ou ESG. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. En outre, l'échéance des facilités de crédit bilatérales consenties de la Société a également été repoussée au 30 juin 2023.

Au 30 juin 2021, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

Au 30 juin 2021, l'affaiblissement du dollar américain avait fait diminuer de 31 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 :

	Au 30 juin 2021
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	(14)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(6)
Couvertures économiques et autres	(7)
Non couvert	(4)
Total	(31)

En outre, l'affaiblissement du dollar australien a fait diminuer d'environ 33 millions de dollars nos billets garantis de premier rang sans recours libellés en dollars australiens. Comme ces titres d'emprunt sont émis par une filiale australienne, l'incidence de la conversion des monnaies étrangères est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et non dans les profits (pertes) de change dans le compte de résultat.

15. Titres échangeables

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	30 juin 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débitures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	332	350	7 %	330	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ¹	400	400	7 %	400	400	7 %
Total des titres échangeables	732	750		730	750	

1) Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Le 3 mai 2021, la Société a déclaré un dividende, payé le 31 mai 2021, de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série I (les «actions privilégiées échangeables») émises et en circulation au taux fixe de 1,726 % par action. Le 5 août 2021, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,745 % par action payable le 31 août 2021. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts (note 7).

B. Option d'échange

Aux	30 juin 2021		31 déc. 2020	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Description		Néant		Néant
Option d'échange – dérivé incorporé	–	-41	–	-33

La Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont investi 750 millions de dollars dans la Société par l'intermédiaire de l'achat de titres échangeables.

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 des justes valeurs 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 variations des taux d'actualisation sous-jacents, uniquement lorsque ces variations 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.

16. Actions ordinaires

A. Émissions et en circulation

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

	Six mois clos les 30 juin			
	2021		2020	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	269,8	2 896	277,0	2 978
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	(3)	—	(4)
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	—	—	(2,8)	(30)
Options d'achat d'action exercées	1,2	8	—	—
Émises et en circulation à la fin de la période	271,0	2 901	274,2	2 944

B. OPRA

Le 25 mai 2021, 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 7,16 % du flottant au 18 mai 2021. 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 commence le 31 mai 2021 et se termine le 30 mai 2022.

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.

	30 juin 2021	30 juin 2020
Total des actions rachetées	—	2 849 400
Prix de rachat moyen par action	— \$	7,51 \$
Coût total	—	21
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	—	30
Montant comptabilisé dans le déficit	—	9

C. Dividendes

Le 3 mai 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,045 \$ par action ordinaire, payé le 1^{er} juillet 2021. Le 5 août 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,045 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} octobre 2021.

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 résumés intermédiaires non audités.

D. Options sur actions

Le 4 mai 2021, la Société a approuvé les modifications du régime d'options sur actions visant à réduire le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre de ce programme. Les modifications font passer le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission à 14 500 000 actions ordinaires au 31 mars 2021 (16 500 000 actions ordinaires au 31 décembre 2020).

17. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées rachetables de premier rang à taux fixe ou variable et à dividende cumulatif sans droit de vote.

Série	30 juin 2021		31 déc. 2020	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	9,6	235	10,2	248
Série B	2,4	58	1,8	45
Série C	11,0	269	11,0	269
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de la période	38,6	942	38,6	942

Le 18 mars 2021, la Société a annoncé que 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A, compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 9,6 millions d'actions de série A et 2,4 millions d'actions de série B émises et en circulation au 31 mars 2021.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume la valeur des dividendes déclarés sur les actions privilégiées au cours des périodes de six mois closes les 30 juin 2021 et 2020 :

Série	Montants trimestriels	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
		2021	2020	2021 ¹	2020
A	0,17981	2	1	2	3
B ²	0,13108	—	1	—	1
C	0,25169	3	3	3	6
E	0,32463	3	3	3	6
G	0,31175	2	2	2	4
Total pour la période		10	10	10	20

1) Au premier trimestre de 2021, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2021 ayant été déclaré en décembre 2020.

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

Le 3 mai 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payé le 30 juin 2021, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13108 \$ 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 5 août 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 septembre 2021, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13479 \$ 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 présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2020, la Société a conclu, en 2021, 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 sont présentés dans le tableau ci-après. En outre, certains engagements présentés dans les états financiers annuels audités de 2020 sont basés sur des prix variables. Les mises à jour importantes des contrats comportant des prix variables sont présentées ci-après.

Contrats de gaz naturel et de livraison

Dans le cadre de la vente du gazoduc Pioneer, la Société a conclu un contrat de 15 ans pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui représente un nouvel engagement de 439 millions de dollars pour les 15 prochaines années. Ce contrat remplace, en partie, l'engagement actuel de la Société visant la livraison de 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui a pris fin le 30 juin 2021 et était comptabilisé à titre de contrat de location. Par conséquent, la Société dispose maintenant de contrats de livraison fermes de 400 TJ/jour de gaz d'ici 2023. En outre, le 30 juin 2021, le contrat de la Société visant l'achat de 139 TJ/jour de gaz naturel auprès de Tidewater a été résilié, ce qui réduit de 1,7 milliard de dollars les engagements présentés au 31 décembre 2020.

B. Événualités

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 36 des états financiers consolidés annuels audités de 2020. Les changements à ces éventualités au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021 sont présentés ci-après :

I. Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois incidents distincts à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de l'approvisionnement en vapeur pour ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. La Société a lancé une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle devrait se terminer au troisième trimestre de 2021. Les résultats de l'enquête permettront de déterminer si des dommages-intérêts prédéterminés sont dus et, le cas échéant, leur montant.

II. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau 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 de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016. Les deux premières factures représentant un montant cumulatif de 17 millions de dollars ont été reçues en 2020 et la troisième et dernière facture de 11 millions de dollars a été reçue au premier trimestre de 2021. Au deuxième trimestre de 2021, toutes les factures avaient été réglées. La Société s'attend à ce que des factures ajustées soient émises par l'AESO en octobre 2021. L'incidence qu'auront les factures ajustées, le cas échéant, sur la Société reste inconnue.

III. Litige lié à l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob

La Société est partie à un litige avec ET Canada en raison de la résiliation alléguée par ET Canada d'ententes intervenues entre les parties pour la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'installation de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement complet pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. La date de l'audience reste à être déterminée, mais devrait avoir lieu en 2022.

IV. Litige avec Fortescue Metals Group Ltd.

La Société est partie à 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. Le début du procès était prévu le 3 mai 2021, mais le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le procès a été reporté jusqu'à la satisfaction des conditions de règlement.

19. Informations sectorielles

A. Résultats présentés par secteur

Trois mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Placements compta- bilisés selon la méthode de la mise en Total équivalence ¹	Selon les IFRS	
Produits des activités ordinaires	114	79	53	30	248	57	38	4	623	(4)	619
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	3	3	18	3	128	53	–	4	212	–	212
Coûts de conformité liés au carbone ²	–	–	5	–	37	–	–	–	42	–	42
Marge brute	111	76	30	27	83	4	38	–	369	(4)	365
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	15	13	8	58	12	7	24	151	–	151
Amortissement	9	36	11	7	42	13	1	6	125	(2)	123
Dépréciation d'actifs	–	–	–	–	12	4	–	–	16	–	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	1	–	4	1	–	–	9	(1)	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–	–	(11)	–	–	–	(11)	–	(11)
Résultats d'exploitation	87	23	5	12	(22)	(26)	30	(30)	79	(1)	78
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	–	–	–	–	–	–	–	(2)	(2)	4	2
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	1	5	–	–	–	–	6	–	6
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(58)	(2)	(60)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	14	–	14
Profit à la vente d'actifs	–	–	–	–	–	–	–	–	32	–	32
Résultat avant impôts sur le résultat									71	1	72

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

Trois mois clos le 30 juin 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	42	74	48	39	140	68	25	1	437
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	2	4	14	2	76	17	–	1	116
Coûts de conformité liés au carbone ²	–	–	–	–	35	–	–	–	35
Marge brute	40	70	34	37	29	51	25	–	286
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	13	12	9	33	15	6	14	112
Amortissement	7	34	10	12	68	25	1	6	163
Dépréciation d'actifs	–	–	–	–	2	30	–	–	32
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	–	–	3	2	–	–	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–	–	(10)	–	–	–	(10)
Résultats d'exploitation	22	21	12	16	(67)	(21)	18	(20)	(19)
Produits tirés des contrats de location- financement	–	–	1	–	–	–	–	–	1
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(57)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	23
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(52)

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) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées.

Six mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements compta- bilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	203	170	127	61	454	151	99	5	1 270	(9)	1 261
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	4	7	42	5	265	127	—	5	455	—	455
Coûts de conformité liés au carbone ²	—	—	12	—	80	—	—	—	92	—	92
Marge brute	199	163	73	56	109	24	99	—	723	(9)	714
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	28	25	18	88	25	17	32	257	(1)	256
Amortissement	13	71	23	14	114	28	1	12	276	(4)	272
Dépréciation d'actifs	—	—	—	—	18	—	—	27	45	—	45
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	5	1	—	8	2	—	—	18	(1)	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	—	(21)	—	—	—	(21)	—	(21)
Résultats d'exploitation	160	59	24	24	(98)	(31)	81	(71)	148	(3)	145
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	(2)	(2)	6	4
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	11	—	—	—	—	13	—	13
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(121)	(2)	(123)
Profit de change	—	—	—	—	—	—	—	—	21	—	21
Profit à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	—	—	—	33	—	33
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	92	1	93

1) Le placement dans Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

Six mois clos le 30 juin 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	80	179	99	78	346	210	53	(2)	1 043
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	4	9	27	5	181	85	–	(2)	309
Coûts de conformité liés au carbone ²	–	–	1	–	79	–	–	–	80
Marge brute	76	170	71	73	86	125	53	–	654
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	19	26	24	16	66	31	15	43	240
Amortissement	13	67	21	23	135	47	1	12	319
Reprise de dépréciation d'actifs	–	–	–	–	(2)	(7)	–	–	(9)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	4	1	–	7	3	–	–	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–	–	(20)	–	–	–	(20)
Résultats d'exploitation	42	73	25	34	(100)	51	37	(55)	107
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	2	–	–	–	–	–	2
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(119)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	4
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(6)

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) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées.

B. Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés résumés	123	163	272	319
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 5)	50	25	105	53
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	173	188	377	372

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 annuels audités 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 juin 2021 :

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

(0,2) 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.