



TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Rapport du premier trimestre de 2022

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.

Table des matières

Énoncés prospectifs	RG2
Description des activités	RG4
Faits saillants.....	RG5
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG7
Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires.....	RG9
Portefeuille de centrales électriques en Alberta.....	RG10
Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG12
Stratégie et capacité de produire des résultats	RG18
Perspectives financières pour 2022.....	RG23
Principales informations trimestrielles	RG25
Situation financière.....	RG27
Capital financier	RG29
Autre analyse consolidée.....	RG32
Flux de trésorerie.....	RG32
Instruments financiers.....	RG33
Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS.....	RG33
Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables	RG39
Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS.....	RG40
Méthodes et estimations comptables critiques	RG43
Modifications comptables	RG44
Gouvernance et gestion du risque.....	RG44
Nouveautés en matière de réglementation.....	RG44
Contrôles et procédures de communication de l'information	RG46

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 closes les 31 mars 2022 et 2021, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel («rapport de gestion annuel de 2021») contenus dans notre rapport intégré annuel de 2021. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les 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 31 mars 2022. 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 5 mai 2022. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, 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.

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 ont été 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. Les présents énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité à atteindre l'objectif de 2 gigawatts («GW») de capacité supplémentaire provenant d'énergies renouvelables qui devrait générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 250 millions de dollars; les projets en construction de la Société, y compris le moment de la mise en service et les coûts du projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW (le «projet de parc éolien Horizon Hill»), les projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West (les «projets de parcs éoliens White Rock»), du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et du projet de parc éolien Garden Plain; le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith, y compris le moment de la mise en service et le BAIIA annuel prévu; l'efficacité des engagements en matière de capacité à l'égard des clients industriels à la centrale de cogénération de Sarnia; l'exécution de la filière à un stade avancé et aux premiers stades de développement, y compris la taille, le coût et le BAIIA prévu de ces projets; l'expansion de la filière aux premiers stades de développement de la Société à 5 GW; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; les travaux de restauration des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, y compris le calendrier et le coût de ces travaux, la capacité d'obtenir des renonciations à l'égard des obligations de Kent Hills («obligations de Kent Hills») pour tout cas de défaut potentiel, et l'incidence que cet incident pourrait avoir sur les produits des activités ordinaires et les contrats de la Société; la conclusion possible d'ententes avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick et leurs modalités; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; la capacité à saisir les occasions de croissance futures avec BHP (comme elle est définie 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 et l'accroissement du financement pour les technologies propres); 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 2022, y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2022; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2022, y compris les dépenses d'investissement courantes, les dépenses d'investissement pour les travaux d'entretien d'envergure planifiés et les dépenses d'investissement liées aux mines; les interruptions importantes planifiées pour 2022 et la perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour 2022; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; les hypothèses liées aux prix du gaz de l'AECO; 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; 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; aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 90 \$ le MWh et 100 \$ le MWh en 2022 et le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 55 \$ US le MWh et 65 \$ US le MWh en 2022; les prix du gaz de l'AECO se situant entre 4,50 \$ le GJ et 5,50 \$ le GJ; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 150 millions de dollars et 170 millions de dollars; 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; 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 : les répercussions de la COVID-19, y compris des directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; le nombre accru de réclamations pour cause de force majeure; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; le défaut de respecter les conditions préalables aux engagements en matière de capacité pour chacun des acheteurs industriels à la centrale de Sarnia; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; une variation de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; les fluctuations des prix du marché, y compris une baisse des prix marchands en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; des réductions de la production; une augmentation des coûts; la hausse du taux de perte sur nos créances clients en raison de défaillances de crédit; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; 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; 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; 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; les interruptions 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 de la structure de coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources de combustibles, y compris le gaz naturel et le charbon, ainsi que l'importance des ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'internationale; les hostilités armées, notamment la guerre en Ukraine et ses répercussions; la menace du terrorisme, y compris les cyberattaques, les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires qui pourraient avoir une incidence négative sur nos activités; 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, y compris si les travaux de restauration au parc éolien de Kent Hills s'avèrent plus chers ou plus longs que prévu; l'incapacité de conclure un accord commercial avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick ou d'obtenir les renoncements et modifications auprès du fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change; 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 ou la réception 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; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société; à la dépendance à l'égard du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2021 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes et de ne pas s'y fier indûment. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. 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. 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

Portefeuille d'actifs

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 diversifiés géographiquement recourant à un large éventail de sources d'énergie, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le gaz naturel.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 mars 2022 :

Au 31 mars 2022		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ^{4,5}	Transition énergétique ⁶	Total
Alberta ⁴	Capacité installée brute (MW) ¹	834	636	1 960	113	3 543
	Nombre de centrales	17	13	7	1	38
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ^{2,3}	—	7	1	—	2
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	91	751	645	—	1 487
	Nombre de centrales	9	9	3	—	21
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ³	7	9	5	—	7
États-Unis	Capacité installée brute (MW) ¹	—	519	29	671	1 219
	Nombre de centrales	—	7	1	2	10
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ³	—	12	4	4	7
Australie	Capacité installée brute (MW) ¹	—	—	450	—	450
	Nombre de centrales	—	—	6	—	6
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée ³	—	—	17	—	17
Total	Capacité installée brute (MW)¹	925	1 906	3 084	784	6 699
	Nombre de centrales	26	29	17	3	75
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée³	1	9	4	3	5

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée représente 100 % de la production d'une centrale. Les données sur la capacité du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprennent 100 % de la capacité du parc éolien de Kent Hills; les données du secteur Gaz comprennent 100 % de la capacité des centrales d'Ottawa et de Windsor, 100 % de la capacité de la centrale de Poplar Creek, 50 % de la capacité de la centrale de Sheerness et 60 % de la capacité de la centrale de Fort Saskatchewan. Le 31 mars 2022, l'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service, de sorte qu'après cette date, une capacité de 113 MW sera exclue du secteur Transition énergétique.

2) La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des actifs des secteurs Hydroélectricité, Gaz et Transition énergétique et de certains actifs éoliens en Alberta est nulle puisqu'ils sont principalement exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» pour plus de précisions.

3) En ce qui concerne l'électricité produite dans le cadre de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme, de contrats de couverture énergétique et de contrats industriels à court et à long terme, les CAÉ ont une durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (fondée sur la capacité installée brute moyenne à long terme).

4) La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée a trait à la durée du contrat de la centrale de McBride Lake (38 MW), du projet de parc éolien Windrise (206 MW) (le «parc éolien Windrise»), de la centrale de Poplar Creek (115 MW) et de la centrale de Fort Saskatchewan (71 MW), ainsi qu'aux autres parcs éoliens et centrales alimentées au gaz exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

5) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

6) Le secteur Transition énergétique comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia, ainsi que les actifs alimentés au charbon non convertis au gaz (y compris l'unité 4 de la centrale de Sundance) et les actifs miniers du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés résumés intermédiaires non audités

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Disponibilité ajustée (%)	89,1	88,6
Production (GWh)	5 359	5 541
Produits des activités ordinaires	735	642
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	238	245
Coûts de conformité liés au carbone	19	50
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	112	103
BALIA ajusté ²	266	310
Résultat avant impôts sur le résultat	242	21
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	186	(30)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	451	257
Fonds provenant des activités d'exploitation ²	186	211
Flux de trésorerie disponibles ²	115	129
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,69	(0,11)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{2,3}	0,69	0,78
Flux de trésorerie disponibles par action ^{2,3}	0,42	0,48
Aux	31 mars 2022	31 déc. 2021
Total de l'actif	9 425	9 226
Total de la dette nette consolidée ⁴	2 342	2 636
Total des passifs non courants	4 540	4 702
Total du passif	6 785	6 633

1) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, un montant de 2 millions de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

3) 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 nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au 31 mars 2022 était de 271 millions d'actions (270 millions d'actions au 31 mars 2021). Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.

4) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de notre filiale TransAlta OCP LP («TransAlta 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 la période de trois mois close le 31 mars 2022, les résultats de tous les secteurs ont été solides et conformes aux attentes, ce qui s'explique par l'ajout de nouveaux actifs visés par des contrats, notamment le parc éolien Windrise et les parcs solaires en Caroline du Nord (tels qu'ils sont définis ci-après) par rapport à la période correspondante de 2021. Les prix du marché de l'Alberta ont diminué au premier trimestre de 2022 par rapport à la période correspondante de 2021 en raison de la diminution du nombre d'interruptions planifiées ayant une incidence sur l'ensemble du marché commercial et du fait qu'aucun phénomène climatique important ne s'est produit.

La **disponibilité ajustée** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'est établie à 89,1 % en regard de 88,6 % pour la période correspondante de 2021. L'augmentation est principalement attribuable à la diminution du nombre d'interruptions planifiées dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité. La disponibilité ajustée s'est accrue dans le secteur Gaz, aucune interruption planifiée n'ayant eu lieu au cours de la période considérée en raison de l'achèvement des conversions du charbon au gaz au cours de l'exercice précédent. Ces augmentations de la disponibilité ajustée ont été en partie contrebalancées par une interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et des problèmes d'exploitation repérés rapidement au parc éolien Windrise, en Alberta.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a été de 5 359 gigawattheures («GWh»), comparativement à 5 541 GWh pour la période correspondante de 2021. La diminution de la production s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills, les activités d'optimisation du portefeuille et l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de la disponibilité ajustée, une augmentation des ressources éoliennes, une hausse de la production supplémentaire à la centrale Ada dans le secteur Gaz et par la hausse de la production supplémentaire du parc éolien Windrise récemment mis en service et du portefeuille récemment acquis de sites solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord») dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté de 93 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique par la hausse des prix réalisés obtenus par la Société dans le marché de l'Alberta dans le cadre de nos activités d'optimisation, l'augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de la hausse des ressources éoliennes, et l'ajout des parcs solaires en Caroline du Nord et du parc éolien Windrise. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse de la production dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Transition énergétique découlant de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont diminué de 7 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 comparativement à ceux de la période correspondante de 2021. Dans le secteur Gaz, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison de la hausse des prix du gaz naturel et de la hausse de la consommation de gaz naturel dans nos unités converties en 2022, contrebalancées en partie par nos positions couvertes sur le gaz, la baisse des coûts du charbon et l'absence d'amortissement minier en 2022.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de 31 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 en regard de ceux de la période correspondante de 2021, du fait surtout d'une baisse de la production et d'une réduction des émissions de GES attribuable aux variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons désormais recours au gaz naturel en Alberta, contrebalancées en partie par une augmentation du prix du carbone par tonne.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté de 9 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021. La variabilité causée par le swap sur rendement total a entraîné une variation défavorable d'une période à l'autre de 8 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2021. En outre, en 2021, la Société a comptabilisé 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 et des fonds reçus au titre de la SSUC, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 en comparaison de celles de la période correspondante de 2021, du fait de la diminution des coûts liés au personnel, des paiements incitatifs et des frais juridiques.

Le **BAIIA ajusté** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué de 44 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison surtout de la baisse du BAIIA ajusté des secteurs Gaz, Transition énergétique, Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie et de la hausse des coûts du secteur Siège social. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse du BAIIA ajusté dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Les variations importantes du BAIIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 221 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021. Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'est établi à 186 millions de dollars par rapport à une perte de 30 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation du résultat avant impôts sur le résultat et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2022 s'explique essentiellement par la hausse des produits des activités ordinaires tirés du portefeuille de centrales électriques en Alberta, la diminution des coûts de conformité liés au carbone et la diminution de l'amortissement, découlant principalement de l'achèvement des conversions du charbon au gaz et de la mise hors service d'actifs alimentés au charbon par rapport à la période correspondante de 2021. En outre, une reprise de dépréciation d'actifs découlant des variations des taux d'actualisation a été comptabilisée en 2022, comparativement à une imputation pour dépréciation comptabilisée en 2021. L'augmentation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'explique également par l'augmentation des recouvrements d'impôts sur le résultat en 2022.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté de 194 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison principalement des variations favorables des soldes hors trésorerie du fonds de roulement et de la hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux actifs de gaz en Amérique du Nord, aux unités converties au gaz et à l'augmentation des produits des activités ordinaires du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ainsi qu'à la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité et des coûts de conformité liés au carbone compte tenu de la conversion au gaz naturel des unités de la Société.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé 115 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 comparativement à 129 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Ceci représente une diminution de 14 millions de dollars attribuable principalement à la baisse du BAIIA ajusté et à la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, contrebalancées en partie par une diminution des dépenses d'investissement de maintien liées à une diminution des travaux d'entretien planifiés.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith

Le 3 mai 2022, TransAlta Renewables a exercé son option lui permettant d'acquérir une participation financière dans l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie-Occidentale, afin de soutenir les activités d'exploitation de BHP Nickel West («BHP») dans le nord de la région de Goldfields. Le coût total de la construction est estimé environ entre 50 millions de dollars australiens et 53 millions de dollars australiens. Southern Cross Energy, une filiale de la Société, a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction avec GenusPlus Group Ltd, une société cotée à l'ASX, en vue de l'expansion. Le projet est aménagé aux termes du CAÉ existant avec BHP, d'une durée de 15 ans. Il devrait être achevé au deuxième semestre de 2023 et générer un BAIIA annuel se situant entre 6 millions de dollars australiens et 7 millions de dollars australiens. En outre, la date d'achèvement prévue devrait faire en sorte qu'au moins une partie du projet soit admissible à l'avantage fiscal lié à la COVID-19 offert en Australie qui permet une passation en charges intégrale. Le projet facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire à notre réseau afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

La Société a récemment conclu des ententes avec trois de ses grands clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia. Les engagements en matière de capacité à l'égard des grands clients industriels ont été prolongés jusqu'en 2031, à des taux comparables aux taux actuels des contrats, et, dans chaque cas, sont assujettis au respect de certaines conditions, y compris la conclusion par la Société d'un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario. La SIERE mène un processus d'approvisionnement à moyen terme pour la capacité d'exploitation existante admissible en 2026 et au-delà. La Société a pris part au processus et cherche à obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia après la fin du contrat actuel avec la SIERE qui vient à échéance le 31 décembre 2025. La Société s'attend à ce que la SIERE annonce les offres retenues au troisième trimestre de 2022.

Conclusion d'un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW au parc éolien Garden Plain

La Société a conclu un CAÉ à long terme visant la capacité résiduelle de 30 MW d'électricité renouvelable et d'attributs environnementaux du parc éolien Garden Plain, en Alberta, avec un nouveau client de première qualité reconnu mondialement. Le projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW annoncé en mai 2021 faisant l'objet d'un CAÉ de 100 MW avec Pembina Pipeline Corporation est désormais entièrement visé par des contrats dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans. La construction est en cours et la date de mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2022.

Investissement dans Energy Impact Partners («EIP»)

La Société s'est engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 d'EIP (le «Fonds Frontier»). L'investissement de la Société dans le Fonds Frontier lui permet d'investir dans des technologies émergentes à partir d'un portefeuille et lui donne l'occasion de repérer, de tester, de commercialiser et de proposer de nouvelles technologies qui faciliteront la transition vers la carboneutralité.

Mise à jour concernant le client des installations éoliennes White Rock

Au deuxième trimestre de 2022, TransAlta a identifié Amazon Energy LLC («Amazon») comme le client pour les projets de parcs éoliens White Rock de 300 MW, qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu avec Amazon deux CAÉ à long terme visant la fourniture de la totalité de la production des projets. La construction devrait commencer au deuxième semestre de 2022 et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2023.

Rehaussement de la note attribuée par MSCI au regard des questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»)

MSCI a rehaussé la note ESG de TransAlta, qui est passée de «BBB» à «A». Le rehaussement reflète la forte croissance de la Société en matière d'énergie renouvelable par rapport à ses pairs. En 2021, la Société a accru sa capacité installée d'énergie renouvelable de 15 % grâce à l'acquisition et à la construction d'installations d'énergie solaire et éolienne, et a conclu des contrats visant des projets d'énergie renouvelable supplémentaires d'une capacité de 600 MW. Conformément à son objectif de réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015, TransAlta a achevé la conversion du charbon au gaz de ses centrales alimentées au charbon en 2021, en avance de neuf ans par rapport au plan de l'Alberta visant l'élimination du charbon.

Projet de parc éolien Horizon Hill et clôture du CAÉ d'entreprise avec Meta

Le 5 avril 2022, TransAlta a conclu un CAÉ à long terme avec une filiale de Meta Platforms Inc., anciennement Facebook Inc. («Meta»), visant la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW qui sera situé dans le comté de Logan, en Oklahoma. En vertu de ce contrat, Meta recevra l'électricité renouvelable et les attributs environnementaux. Le parc éolien, dont la construction devrait commencer à la fin de 2022 et qui devrait être mis en service au deuxième semestre de 2023, comprendra un total de 34 éoliennes Vestas. TransAlta construira, exploitera et sera propriétaire du parc éolien. Le coût total de la construction, qui devrait être financé au moyen de liquidités existantes et de financement donnant droit à des avantages fiscaux, est évalué à un montant d'environ 290 millions de dollars américains à 310 millions de dollars américains. Plus de 90 % des coûts du projet sont couverts par des contrats d'approvisionnement en éoliennes et des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen d'environ 27 millions de dollars américains à 30 millions de dollars américains, y compris les crédits d'impôt à la production.

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. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022, la Société a racheté et annulé un total de 1,4 million d'actions ordinaires à un prix moyen de 12,50 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 18 millions de dollars.

Se reporter aux états financiers consolidés annuels audités de 2021 de notre rapport annuel intégré de 2021 ainsi qu'aux états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Le tableau suivant présente le rendement de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités :

Trois mois clos le 31 mars 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	61	30	44	(3)	—	(18)	114
Canada, sans l'Alberta	—	34	22	—	27	—	83
États-Unis	—	25	2	8	—	—	35
Australie	—	—	34	—	—	—	34
Total du BAIIA ajusté³	61	89	102	5	27	(18)	266
Résultat avant impôts sur le résultat							242

Trois mois clos le 31 mars 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	77	12	49	4	—	(8)	134
Canada, sans l'Alberta	—	41	22	—	43	—	106
États-Unis	—	23	3	12	—	—	38
Australie	—	—	32	—	—	—	32
Total du BAIIA ajusté³	77	76	106	16	43	(8)	310
Résultat avant impôts sur le résultat							21

1) Le secteur Gaz comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs alimentés au charbon convertis au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

2) Le secteur Transition énergétique comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia, ainsi que les actifs alimentés au charbon non convertis au gaz et les actifs miniers du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément 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 «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Portefeuille de centrales électriques en Alberta

Environ 53 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta est une combinaison de centrales hydroélectriques, de centrales éoliennes, d'une centrale de stockage à batteries et de centrales thermiques converties au gaz naturel. L'optimisation des centrales est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille et permet de maximiser les marges d'exploitation. Il nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché, plutôt qu'à la réglementation des tarifs. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'électricité est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»), en fonction des offres de vente d'électricité par les producteurs sur le marché axé uniquement sur l'énergie en temps réel. Notre base de production marchande en Alberta est exploitée dans le cadre de ce régime et nous gérons en interne nos offres de vente d'électricité.

Trois mois clos les 31 mars	2022					2021				
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Total de la production (GWh) ¹	336	503	1 718	19	2 576	327	334	1 830	423	2 914
Produits des activités ordinaires ²	74	35	161	5	275	87	19	150	45	301
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	5	85	4	98	1	1	57	19	78
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	15	1	16	—	—	32	11	43
Marge brute ¹	70	30	61	—	161	86	18	61	15	180

1) Au cours de la période précédente, les unités des secteurs Gaz et Transition énergétique ont fonctionné au charbon.

2) Les ajustements apportés aux produits des activités ordinaires comprennent l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a généré une production de 2 576 GWh, en baisse de 338 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2021. La production a subi l'incidence de l'optimisation de la répartition et de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills le 31 décembre 2021. Le 31 mars 2022, l'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service, diminuant ainsi la capacité du portefeuille de centrales électriques en Alberta de 113 GWh.

La marge brute pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'est établie à 161 millions de dollars, en baisse de 19 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2021. La marge brute a subi l'incidence d'une détérioration des conditions de marché en février par rapport à la période correspondante de 2021. Les produits des services auxiliaires du secteur Hydroélectricité ont également diminué en février en raison de ces conditions de marché. En outre, les résultats des secteurs Gaz et Transition énergétique ont subi l'incidence de la baisse de la production attribuable à l'optimisation accrue de la répartition en raison des conditions de marché, et à la hausse des coûts du gaz, qui a été contrebalancée en partie par nos positions de couverture liées au gaz, la baisse des coûts liés au carbone et la hausse des prix réalisés en Alberta. La diminution de la marge brute a été contrebalancée en partie par une hausse de la marge brute du secteur Énergie éolienne et énergie solaire surtout attribuable à la hausse de la production et à l'augmentation des prix réalisés.

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	90 \$	95 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	4,50 \$	2,89 \$
Coût du carbone par tonne	50 \$	40 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	107 \$	103 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh, énergie hydroélectrique	108 \$	117 \$
Prix réalisé par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	45 \$	67 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh, énergie éolienne	58 \$	44 \$
Prix de l'électricité réalisé par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	103 \$	105 \$
Volume couvert	1 738	1 601
Position de couverture (en pourcentage) ²	83	47
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	84 \$	64 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ³	56 \$	35 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ³	9 \$	19 \$

1) Le prix de l'électricité réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité de la Société (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme) et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

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 Gaz seulement. Le programme de couverture est axé principalement sur la production des actifs des secteurs Gaz et Transition énergétique.

3) Les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh et les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Le prix moyen du pool a diminué, passant de 95 \$ par MWh pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 à 90 \$ par MWh pour la période correspondante de 2022. Les prix du pool ont diminué en moyenne pour le trimestre par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2021, principalement en raison de la baisse des degrés-jours de chauffage ainsi que du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées des actifs de gaz dans la province.

Pour la période close le 31 mars 2022, le prix de l'électricité réalisé par MWh de production a augmenté de 4 \$ par MWh par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison essentiellement de l'optimisation de la production des secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et Gaz au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables. Les prix réalisés comprennent les profits et les pertes découlant des positions de couverture conclues dans le but d'atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour la période close le 31 mars 2022, le prix de l'électricité réalisé des services auxiliaires des centrales hydroélectriques a diminué en raison de la baisse des prix du pool et de la concurrence accrue sur le marché des services auxiliaires comparativement à la période correspondante de 2021.

Pour la période close le 31 mars 2022, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de 21 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et la hausse des coûts de transport du gaz à prix fixe, contrebalancées en partie par nos positions de couverture pour les prix du gaz et la comptabilisation d'un amortissement minier moins élevé en raison de la fin des activités d'exploitation minière en 2021.

Pour la période close le 31 mars 2022, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont diminué de 10 \$ par MWh en regard de ceux de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique surtout par les variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons consommé plus de gaz naturel que de charbon, ainsi que la baisse de la production, le tout contrebalancé en partie par l'augmentation du taux de taxe sur le carbone qui est passé de 40 \$ la tonne à 50 \$ la tonne. Les variations de la proportion de combustibles utilisés ont permis de réduire efficacement les coûts de conformité liés aux gaz à effet de serre («GES»), la combustion du gaz naturel produisant moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

Changements apportés à la structure d'information sectorielle

Les informations sectorielles sont préparées selon les mêmes modalités que celles utilisées par la Société pour gérer ses activités, évaluer ses résultats financiers et prendre ses principales décisions opérationnelles. Compte tenu de l'achèvement du plan de transition vers l'énergie propre et de l'annonce de notre orientation stratégique axée sur la production d'énergie renouvelable centrée sur le client, la Société a réorganisé ses secteurs opérationnels existants au cours du quatrième trimestre de 2021 afin qu'ils soient plus en phase avec son orientation stratégique actuelle et son plan de croissance de l'électricité propre. Les changements apportés à la structure de l'information sectorielle reflètent un changement analogue dans la manière dont le président et chef de la direction évalue le rendement de la Société.

Les principaux changements sont l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz sont incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur, «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Commercialisation de l'énergie ou Siège social et autres. Les mesures de l'exercice précédent ont été retraitées pour tenir compte du réalignement des secteurs opérationnels.

Résultats consolidés

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour chacun de nos secteurs :

	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Au 31 mars						
Hydroélectricité	408	408	372	360	61	77
Énergie éolienne et énergie solaire	1 453	1 170	1 269	1 131	89	76
Énergies renouvelables	1 861	1 578	1 641	1 491	150	153
Gaz			2 665	2 635	102	106
Transition énergétique			1 053	1 415	5	16
Commercialisation de l'énergie					27	43
Siège social et autres					(18)	(8)
Total			5 359	5 541	266	310
Résultat total avant impôts sur le résultat					242	21

1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 mars 2022, sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon notre modèle de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement de 30 à 35 ans pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et de 36 ans pour le secteur Hydroélectricité. La production moyenne à long terme (GWh) des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes actuellement dans une phase visant la transition de toutes les unités d'ici la fin de 2025, et la production moyenne à long terme (GWh) du secteur Gaz n'est pas prise en compte, puisqu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande. La production moyenne à long terme (GWh) pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, compte non tenu des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui ne sont actuellement pas en service, s'établit à environ 1 347 GWh.

2) Les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité des résultats de nos activités. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre et, au fil du temps, les installations continueront à produire conformément à leurs moyennes à long terme, qui se sont révélées être des indicateurs de rendement fiables.

3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter ci-après dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Capacité installée brute (MW)	925	925
Production moyenne à long terme (GWh)	408	408
Disponibilité (%)	96,7	91,9
Production		
Contrat d'énergie		
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	36	40
Énergie marchande		
Actifs hydroélectriques en Alberta (GWh)	336	320
Total de la production d'énergie (GWh)	372	360
Volumes des services auxiliaires (GWh) ³	742	749
Actifs hydroélectriques en Alberta ¹	37	39
Autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{1,2}	7	3
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ³	33	50
Total des produits des activités ordinaires bruts	77	92
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁴	–	(3)
Produits des activités ordinaires	77	89
Coûts du combustible et des achats d'électricité ⁵	4	3
Marge brute	73	86
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁵	11	8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BALIA ajusté	61	77

Informations complémentaires :

Produits des activités ordinaires bruts par MWh

Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh)	110	122
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	45	67

Dépenses d'investissement de maintien

	6	5
--	---	---

1) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres centrales hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et en Ontario, les centrales hydroélectriques en Alberta, à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta, et les produits des activités ordinaires tirés du transport.

2) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.

3) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'AESO.

4) Le montant net du paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta représente les obligations financières de la Société pour les montants notionnels d'énergie et de services auxiliaires conformément aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta qui sont venus à échéance le 31 décembre 2020. Le montant pour le premier trimestre de 2021 a trait à des ajustements au paiement final aux termes des CAÉ en Alberta.

5) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, un montant de 2 millions de dollars lié aux coûts des services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 5 % par rapport à celle de la période correspondante de 2021, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 12 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2021, en raison principalement de l'optimisation des ressources hydriques dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

Les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont été conformes à ceux de la période correspondante de 2021.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué de 16 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la baisse des prix des services auxiliaires dans le marché de l'Alberta ainsi que la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'augmentation des coûts d'assurance et des coûts supplémentaires liés à l'optimisation des actifs hydroélectriques en Alberta dans le marché de la production marchande. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique « Perspectives financières pour 2022 » et à la rubrique « Portefeuille de centrales électriques en Alberta » du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2021.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Capacité installée brute (MW)¹	1 906	1 572
Production moyenne à long terme (GWh)	1 453	1 170
Disponibilité (%)	78,7	95,1
Production visée par des contrats (GWh)	909	828
Production marchande (GWh)	360	303
Total de la production d'énergie (GWh)	1 269	1 131
Produits des activités ordinaires²	108	96
Coûts du combustible et des achats d'électricité	8	4
Marge brute²	100	92
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	16	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	3
Autres résultats d'exploitation, montant net	(7)	—
BAIIA ajusté	89	76

Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien	4	1
--	----------	---

1) La capacité installée brute du premier trimestre de 2022 comprend une capacité supplémentaire liée aux nouvelles installations : le parc éolien Windrise (206 MW), les parcs solaires en Caroline du Nord (122 MW) et le parc éolien Oldman (4 MW).

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué de 16 % par rapport à celle de la période correspondante de 2021, surtout en raison de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et des problèmes opérationnels repérés rapidement au parc éolien Windrise, en Alberta.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 138 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production supplémentaire du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord et l'accroissement des ressources éoliennes, contrebalancés en partie par la baisse de la production découlant de l'interruption prolongée des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 13 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2021, du fait principalement des produits des activités ordinaires supplémentaires tirés des parcs solaires en Caroline du Nord et du parc éolien Windrise et des dommages-intérêts prédéterminés liés au rendement des éoliennes au parc éolien Windrise, contrebalancés en partie par la baisse de la production découlant de l'interruption prolongée des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et l'augmentation des coûts de transport au cours de la période. Au cours de la période précédente, un remboursement a été comptabilisé par suite du règlement relatif aux pertes de réseau attribuées par l'AESO.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison de l'entretien accru des composantes des multiplicateurs en 2022.

Gaz

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084
Disponibilité (%)	93,8	85,0
Production visée par des contrats (GWh)	939	923
Production marchande (GWh)	1 741	1 758
Achats d'électricité (GWh)	(15)	(46)
Total de la production (GWh)	2 665	2 635
Produits des activités ordinaires¹	288	260
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	130	80
Coûts de conformité liés au carbone	18	39
Marge brute¹	140	141
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	44	42
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	3
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)
BAIIA ajusté	102	106

Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien	5	24
---------------------------------------	---	----

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le secteur Gaz est un nouveau secteur comme il est décrit à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion. Le secteur Gaz comprend les anciens secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, ainsi que les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta qui ont été converties au gaz. Ces dernières comprennent les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, les unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux de la période considérée et pour refléter les activités des unités alors alimentées au charbon.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 9 % par rapport à celle de la période correspondante de 2021, surtout en raison de la réduction du nombre d'interruptions planifiées attribuable à l'achèvement de la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills et de l'unité 1 de la centrale de Sheerness et au rendement accru de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sheerness.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 30 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la production supplémentaire de la centrale de cogénération Ada et la hausse de la production visée par des contrats en Ontario, contrebalancées en partie par l'optimisation accrue de la répartition relativement à nos actifs en Alberta.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison principalement de l'augmentation des prix du gaz et de la consommation de gaz naturel par nos unités converties en 2022, ainsi que de la hausse des provisions. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des prix marchands réalisés sur le marché de l'Alberta, la diminution des coûts liés au carbone découlant des variations de la proportion de combustibles utilisés étant donné que nous avons consommé plus de gaz naturel et éliminé la production au charbon, et la diminution des frais juridiques attribuable au règlement du CAÉ de la centrale de South Hedland. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont diminué de 19 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique principalement par le calendrier des interruptions à l'unité 2 de la centrale de Keephills et à l'unité 1 de la centrale de Sheerness pour la conversion du charbon au gaz achevée en 2021.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Capacité installée brute (MW)¹	784	1 879
Disponibilité (%)	88,5	86,8
Disponibilité ajustée (%) ²	88,5	86,8
Volume des ventes contractuelles (GWh)	820	820
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 201	1 573
Achats d'électricité (GWh)	(968)	(978)
Total de la production (GWh)	1 053	1 415
Produits des activités ordinaires³	117	145
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	94	93
Coûts de conformité liés au carbone	1	11
Marge brute³	22	41
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	16	23
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2
BAIIA ajusté	5	16
Informations complémentaires :		
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	2	1
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	4	2
Dépenses d'investissement de maintien	—	2

1) La capacité installée brute pour le premier trimestre de 2022 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Keephills (395 MW, mise hors service le 31 décembre 2021), de l'unité 5 de la centrale de Sundance (406 MW) mise hors service en 2021 et de la capacité réduite de l'unité 4 de la centrale de Sundance (293 MW).

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

3) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le secteur Transition énergétique est un nouveau secteur comme il est décrit à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion. Le secteur Transition énergétique comprend l'ancien secteur Centralia, les actifs miniers et les centrales de l'ancien secteur Énergie thermique en Alberta qui n'ont pas été converties au gaz. Ces dernières comprennent l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance. Les montants des périodes précédentes ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux de la période considérée.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a augmenté de 2 % en raison de la diminution du nombre d'interruptions non planifiées et de réductions de la capacité nominale à l'unité 4 de la centrale de Sundance comparativement à la période correspondante de 2021.

La production a diminué de 362 GWh pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 comparativement à celle de la période correspondante de 2021, du fait surtout de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Le BAIIA ajusté a diminué de 11 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 par rapport à celui de la période correspondante de 2021, du fait surtout de la baisse de la production et de l'augmentation du coût du charbon à la centrale de Centralia, contrebalancées en partie par la diminution des coûts de conformité liés au carbone et des coûts d'exploitation en raison de la mise hors service des unités alimentées au charbon en Alberta.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté comparativement à celles de la période correspondante de 2021 en raison de l'avancement des activités de remise en état.

Conformément aux mises hors service prévues et aux conversions du charbon au gaz susmentionnées, les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires¹	34	53
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	10
BAlIA ajusté	27	43

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAlIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué de 16 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021. Les résultats pour le trimestre sont conformes aux attentes en raison de positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés nord-américains. La hausse de la marge brute pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 était attribuable à une volatilité à court terme exceptionnelle dans le marché. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

Siège social

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	18	8
BAlIA ajusté	(18)	(8)
BAlIA ajusté	(18)	(8)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	1	(7)
Fonds reçus au titre de la SSUC	–	(8)
Fonds reçus au titre de la SSUC utilisés en soutien à la création d'emplois supplémentaires	1	–
BAlIA ajusté, compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total et de la SSUC	(16)	(23)
Informations complémentaires :		
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	2

Les frais généraux du secteur Siège social pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté de 10 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2021, en raison surtout des fonds reçus au titre de la SSUC en 2021 et des profits réalisés en 2021 sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions.

Le BAlIA ajusté, compte non tenu de l'incidence des fonds reçus au titre de la SSUC et du swap sur rendement total pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, a diminué de 7 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la diminution des coûts liés au personnel, des paiements incitatifs et des frais juridiques au cours de la période considérée par rapport à la période correspondante de 2021.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles de la période correspondante de 2021.

Stratégie et capacité de produire des résultats

La stratégie d'entreprise de la Société demeure la même que celle présentée dans le rapport de gestion annuel de 2021.

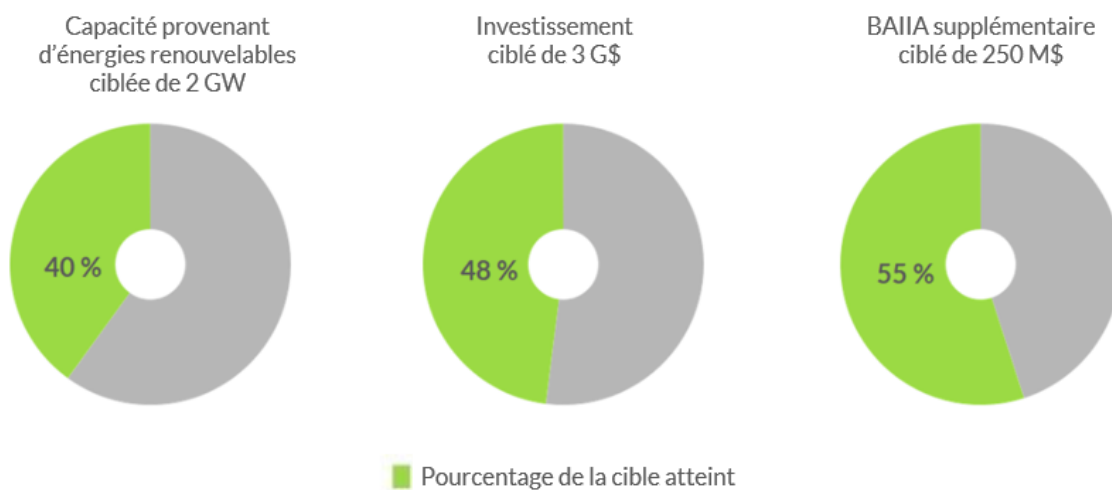
Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable, qui se concentre sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en développant son portefeuille de centrales de haute qualité grâce à des flux de trésorerie stables et prévisibles. Notre stratégie vise à répondre aux besoins de nos clients en matière d'électricité propre, peu coûteuse et fiable et à assurer l'excellence opérationnelle et l'amélioration continue dans tout ce que nous faisons.

Le fait que la Société se concentre davantage sur la production d'énergie à partir de sources renouvelables et sur les solutions de stockage pour les clients s'explique en grande partie par les politiques mondiales de décarbonation, l'augmentation de la demande et les projections de croissance dans le secteur des énergies renouvelables, notamment pour permettre aux entreprises d'atteindre leurs cibles liées aux questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»). Se reporter aux rubriques portant sur les questions ESG de notre rapport de gestion annuel de 2021 pour plus de précisions.

Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les énergies hydroélectrique, éolienne et solaire, passera de 35 % en 2020 à environ 70 % d'ici la fin de 2025.

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé ses objectifs stratégiques et un plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans axé sur l'investissement dans des solutions d'énergie propre qui répondent aux besoins de ses clients industriels et entreprises clientes ainsi que des collectivités. Le plan de croissance de l'électricité propre, annoncé au troisième trimestre de 2021, sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie actuels, les fonds provenant des activités d'exploitation et le financement des actifs.

Au 5 mai 2022, nous avons fait d'importants progrès vers l'atteinte de nos objectifs de croissance. Se reporter à la section sur le plan accéléré de croissance de l'électricité propre du présent rapport de gestion pour plus de précisions.



Les progrès que nous avons réalisés à l'égard de nos objectifs stratégiques sont résumés ci-après :

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client	Fournir une capacité de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.	<i>En avance</i>	La Société a généré une croissance de 200 MW au premier trimestre au moyen du projet de parc éolien Horizon Hill. Nous avons également fait avancer la construction du projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie. Nous avons accompli une progression cumulative de 800 MW à l'égard de notre cible.
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 250 millions de dollars.	<i>En avance</i>	Le projet de parc éolien Horizon Hill ajoutera un BAIIA supplémentaire entre 27 millions de dollars américains et 30 millions de dollars américains et le projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith ajoutera un BAIIA supplémentaire entre 6 millions de dollars australiens et 7 millions de dollars australiens. Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 135 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire.
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.	<i>En voie de réalisation</i>	La Société évalue différentes possibilités pour ajouter de nouveaux sites à sa filière de développement. Ces possibilités comprennent des acquisitions de sites individuels aux premiers stades de développement, des petits portefeuilles de projets en développement et la prospection de nouveaux sites.
Adopter une approche de diversification ciblée	Accroître notre base d'actifs dans nos principales zones géographiques (le Canada, l'Australie et les États-Unis) afin de renforcer la diversification et la création de valeur.	<i>En voie de réalisation</i>	La Société est parvenue à ajouter de nouveaux actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats dans chacune de ses trois principales zones géographiques. Nous avons diversifié notre portefeuille dans le marché américain grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à allouer à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes et le rachat d'actions.	<i>En voie de réalisation</i>	La Société disposait de liquidités de 2,4 milliards de dollars au 31 mars 2022. La Société a racheté des actions pour 18 millions de dollars au cours du trimestre.
Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie	Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'énergie et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.	<i>En voie de réalisation</i>	La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a récemment réalisé un investissement dans Ekona Power Inc., une société de production d'hydrogène à un stade précoce, en vue de la commercialisation d'hydrogène à faible coût et carboneutre. En outre, la Société s'est engagée à effectuer un investissement dans le Deep Decarbonization Frontier Fund 1 d'EIP, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille.
Piloter l'élaboration de politiques ESG	Participer activement à l'élaboration de politiques afin de nous assurer que l'électricité que nous fournissons contribue à réduire les émissions, à assurer la fiabilité du réseau et à offrir des prix concurrentiels pour l'énergie afin de permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.	<i>En voie de réalisation</i>	La Société a communiqué activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant la proposition de norme fédérale sur l'électricité propre. Dans le cadre de ces communications, TransAlta a fourni des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité nécessaires.

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Traverser avec succès la pandémie de COVID-19	Continuer de répondre efficacement à la COVID-19 et planifier un retour au bureau sécuritaire.	<i>En voie de réalisation</i>	La Société a appelé tous ses employés à revenir en milieu de travail conformément à un modèle hybride et se conforme aux directives du gouvernement et des 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 entrepreneurs au moyen de protocoles de santé et de sécurité.

Croissance

Le 5 avril 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW. En outre, la Société met activement en œuvre des projets à un stade de développement avancé d'une capacité de 140 MW. Le portefeuille de croissance actuel offre une capacité potentielle de 2 205 MW à 2 805 MW liée à des projets aux premiers stades de développement.

Nous évaluons principalement les occasions de nouveaux projets en Alberta, en Australie-Occidentale et aux États-Unis, ainsi que des acquisitions dans des marchés où nous menons déjà des activités.

Projets en construction

Les projets suivants, 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 ou le recours au financement donnant droit à des avantages fiscaux comme solution de financement à long terme pour chacun des actifs.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet		Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ ²	BAIIA annuel moyen ³	État
				Dépenses estimées						
Projets en construction ou dont la construction est approuvée										
Canada										
Garden Plain ⁴	Énergie éolienne	AB	130	190 \$	— 200 \$	45 \$	S2 2022	18	14 \$ - 18 \$	<ul style="list-style-type: none"> • Obtention des permis et approbations nécessaires • Entièrement visé par des contrats • Travaux sur le site entamés • Projet en voie d'être achevé dans les délais
États-Unis										
Parcs éoliens White Rock	Énergie éolienne	OK	300	460 \$ US	— 470 \$ US	52 \$ US	S2 2023	—	42 \$ US - 46 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> • CAÉ à long terme conclus • Conclusion de tous les principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction • Conception détaillée et obtention des permis définitifs en bonne voie • Projet en voie d'être achevé dans les délais
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	290 \$ US	— 310 \$ US	26 \$ US	S2 2023	—	27 \$ US - 30 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> • CAÉ à long terme conclu • Conclusion de tous les principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction • Projet en voie d'être achevé dans les délais
Australie										
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU	— 73 \$ AU	29 \$ AU	S2 2022	16	9 \$ AU - 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> • Émission de l'ordre de démarrage des travaux le 28 septembre 2021 • Défrichage et préparation du terrain en cours • Projet en voie d'être achevé dans les délais
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	50 \$ AU	— 53 \$ AU	— \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU - 7 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> • Contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu • Projet en voie d'être achevé dans les délais

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

2) La durée des CAÉ liés aux projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill est confidentielle.

3) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

4) La production de 130 MW de Garden Plain est entièrement visée par des contrats, soit un contrat visant 100 MW conclu avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») et un contrat visant 30 MW conclu avec un client de première qualité reconnu mondialement. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

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	BAlIA annuel moyen ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	100	190 \$ - 200 \$	19 \$ - 20 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SCE	Gaz	Australie-Occidentale	40	80 \$ AU - 100 \$ AU	9 \$ AU - 12 \$ AU

1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS » du 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 règle générale, ces projets auront :

- recueilli des données météorologiques;
- commencé à obtenir le contrôle des terrains;
- entrepris des études environnementales;
- confirmé l'accès approprié au transport;
- amorcé 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			
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	300
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
WaterCharger	Stockage à batteries	Alberta	180
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	80
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie solaire en Alberta	Énergie solaire	Alberta	40
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	250
Projet de pompage hydraulique de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 - 900
Total			1 290 - 1 890
États-Unis			
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	130
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	185
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Autres projets éoliens potentiels aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	410
Total			775
Australie			
Projets d'expansion dans la région de Goldfields	Gaz, énergie solaire et énergie éolienne	Australie-Occidentale	90
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
Total			140
Canada, États-Unis et Australie			Total 2 205 - 2 805

Perspectives financières pour 2022

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2022» de notre rapport de gestion annuel de 2021.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2022 :

Mesure	Cible pour 2022	Résultats réels de 2021
BALIA ajusté ¹	De 1 065 millions de dollars à 1 185 millions de dollars	1 263 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ¹	De 455 millions de dollars à 555 millions de dollars	562 millions de dollars
Dividende	0,20 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique présentant le 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 avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2022

Marché	Attentes initiales	Attentes mises à jour
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 80 \$ à 90 \$	De 90 \$ à 100 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 45 \$ US à 55 \$ US	De 55 \$ US à 65 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	3,60 \$	4,50 \$ – 5,50 \$

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2022

Dépenses d'investissement de maintien	De 150 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 95 millions de dollars à 115 millions de dollars

Couverture en Alberta

Fourchette des hypothèses	T2 2022	T3 2022	T4 2022	Exercice 2023
Production visée par des couvertures (GWh)	1 975	1 581	1 334	3 864
Prix couvert (\$/MWh)	74	74	70	70
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	14 millions	13 millions	13 millions	58 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	3,11	2,96	2,96	2,28

Notre performance globale pour le premier trimestre de 2022 correspond aux attentes et la Société est sur la bonne voie quant aux objectifs financiers établis pour 2022.

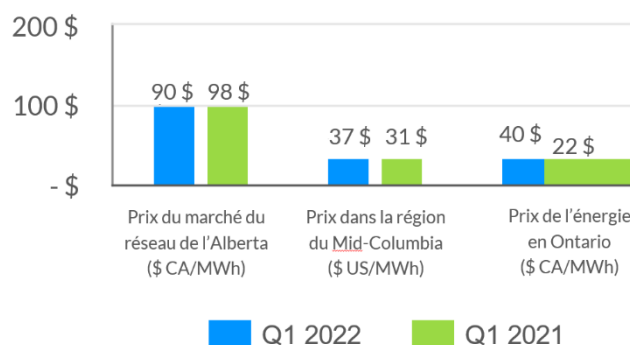
Activités d'exploitation

Ce qui suit est une mise à jour de nos hypothèses initiales figurant dans les perspectives financières pour 2022.

Prix du marché

Pour 2022, nous attendons à ce que les prix marchands demeurent solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel partout en Amérique du Nord. Les prix en Alberta pour le reste de l'exercice devraient être similaires à ceux de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix du gaz naturel, ce qui devrait entraîner également une augmentation des coûts d'importation d'électricité à partir du Nord-Ouest Pacifique, compensant ainsi la réduction du nombre d'interruptions planifiées et les ajouts attendus de nouvelles installations pour l'approvisionnement en énergie éolienne et en énergie solaire qui devraient entrer en service vers la fin de 2022. Un important changement survenu en 2022 est la hausse de plus de 2 \$ par GJ des prix du gaz naturel de l'AECO qui justifie

Prix moyens trimestriels de l'électricité au comptant



les prix plus élevés de l'électricité pour le reste de l'exercice. Les conditions météorologiques et la demande sont également des facteurs importants de la fixation des prix réels. Dans le Nord-Ouest Pacifique, la hausse des prix par rapport au trimestre précédent est attribuable aux prix élevés du gaz naturel aux États-Unis et à des perspectives inférieures à la normale en matière d'énergie hydroélectrique en

raison des conditions météorologiques et hydrologiques réelles au cours de l'exercice. Pour 2022, les prix de l'électricité en Ontario devraient être plus élevés qu'en 2021 en raison de la hausse des prix du gaz naturel et des interruptions supplémentaires liées à la remise en état des centrales nucléaires.

Interruption au parc éolien de Kent Hills

Au premier trimestre de 2022, l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills s'est poursuivie. Les travaux de réfection des fondations devraient commencer au deuxième trimestre de 2022, et le parc éolien devrait être remis en service au deuxième semestre de 2023. L'interruption devrait entraîner un manque à gagner sur les produits d'environ 3,4 millions de dollars par mois sur une base annualisée tant que les 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont hors service, selon l'historique de production d'énergie éolienne moyenne, et des produits devraient être générés à mesure que les éoliennes seront remises en service.

Les dépenses d'investissement liées à la réfection des fondations au parc éolien de Kent Hills étaient initialement estimées entre 75 millions de dollars et 100 millions de dollars. L'estimation actuelle des dépenses d'investissement nettes est d'environ 120 millions de dollars, y compris le coût de remplacement de l'éolienne et de la tour qui ont été détruites pendant l'effondrement de 2021 et une provision pour éventualités. L'augmentation des coûts s'explique par l'adoption d'une conception plus solide pour les fondations, les pressions inflationnistes exercées sur les coûts et un calendrier accéléré visant la remise en service des éoliennes avant décembre 2023. Nous en sommes actuellement à un stade avancé des discussions avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick et avons conclu une entente de principe qui prévoit, notamment, que chaque CAÉ existant se prolongera jusqu'au 31 décembre 2045. En ce qui a trait aux cas de défaut qui pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations de Kent Hills, Kent Hills Wind LP prend part à des négociations avec le fiduciaire (comme il est défini ci-après) et les porteurs des obligations de Kent Hills afin d'obtenir une renonciation et s'attend à conclure un acte de fiducie complémentaire au deuxième trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

La Société évalue activement les options à sa disposition pour recouvrer les coûts de réfection auprès de tiers et d'assureurs.

Dépenses d'investissement de maintien

Le total de nos dépenses d'investissement de maintien estimées se présente comme suit :

Catégorie	Dépenses au 31 mars 2021	Dépenses à ce jour au 31 mars 2022	Dépenses prévues en 2022
Total des dépenses d'investissement de maintien	34	17	150 \$ - 170 \$

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué de 17 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills et de l'unité 1 de la centrale de Sheerness.

Les dépenses d'investissement liées à la réfection des fondations au parc éolien de Kent Hills ont été séparées de nos hypothèses de dépenses d'investissement de maintien, étant donné leur nature exceptionnelle.

Trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,4 milliards de dollars, dont 1,2 milliard de dollars en trésorerie. Nous comptons également être bien positionnés pour financer les prochaines échéances de la dette en 2022. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par le contexte économique actuel.

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.

	T2 2021	T3 2021	T4 2021	T1 2022
Produits des activités ordinaires	619	850	610	735
BAlIA ajusté ¹	302	381	270	266
Résultat avant impôts sur le résultat	72	(441)	(32)	242
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	80	610	54	451
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	250	297	213	186
Flux de trésorerie disponibles ¹	138	189	106	115
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(12)	(456)	(78)	186
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,04)	(1,68)	(0,29)	0,69
	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021
Produits des activités ordinaires	437	514	544	642
BAlIA ajusté ¹	217	256	234	310
Résultat avant impôts sur le résultat	(52)	(129)	(168)	21
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	121	257	110	257
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	159	193	161	211
Flux de trésorerie disponibles ¹	91	106	52	129
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(60)	(136)	(167)	(30)
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée ²	(0,22)	(0,50)	(0,61)	(0,11)

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action ajusté 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.

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

- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du quatrième trimestre de 2021 au premier trimestre de 2022
- Dommages-intérêts prédéterminés à recevoir relativement au rendement des éoliennes au parc éolien Windrise comptabilisés au premier trimestre de 2022
- Diminution des coûts liés au carbone au premier trimestre de 2022 relativement à l'abandon du charbon
- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2021
- Acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021
- Interruption du rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021 et mise hors service de l'unité en 2021
- Profits à la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et à la vente de matériel dans le secteur Gaz au troisième trimestre de 2021
- Interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Début de l'exploitation 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 le 1^{er} janvier 2021
- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché en 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la faiblesse des prix du pétrole
- Mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2020
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a entraîné la comptabilisation des paiements de redevances futurs restants à titre de contrat déficitaire au troisième trimestre de 2021
- 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
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, augmentation de l'amortissement minier inclus dans le coût du charbon. Réduction de valeur des stocks de charbon aux trois premiers trimestres de 2021 et aux troisième et quatrième trimestres de 2020
- Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon aux deuxième et troisième trimestres de 2021
- Incidence de la mise à jour de la provision estimative au titre de la règle relative aux pertes de réseau attribuées par l'AESO au cours du premier trimestre de 2021 et des trois derniers trimestres de 2020
- Profits de change importants au cours des trois derniers trimestres de 2020
- 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 au troisième trimestre de 2020
- Augmentation de la charge d'impôt exigible depuis le quatrième trimestre de 2020, les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie ayant doublé entre 2020 et 2021. Augmentation de la charge d'impôt différé en raison des provisions pour moins-value établies à l'égard des actifs d'impôt différé aux États-Unis et au Canada et du retrait des unités alimentées au charbon et de la dépréciation des projets liés au charbon qui ont été interrompus. Au premier trimestre de 2022, la charge d'impôt exigible a diminué du fait que le secteur Commercialisation de l'énergie n'est pas imposable. La charge d'impôt différé a augmenté en raison des ajustements au titre de l'impôt anti-abus pour lutter contre l'érosion de la base d'imposition (Base Erosion and Anti-Abuse Tax [«BEAT»]), ce qui a entraîné la diminution des catégories de pertes hors exploitation relativement aux activités aux États-Unis et l'augmentation du bénéfice imposable canadien.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités du 31 décembre 2021 au 31 mars 2022 :

Actif	31 mars 2022	31 déc. 2021	Augmentation (diminution)
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 221	947	274
Créances clients et autres débiteurs	542	651	(109)
Actifs de gestion du risque	514	308	206
Autres actifs courants ¹	279	291	(12)
Total des actifs courants	2 556	2 197	359
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	375	399	(24)
Immobilisations corporelles, montant net	5 191	5 320	(129)
Autres actifs non courants ²	1 303	1 310	(7)
Total des actifs non courants	6 869	7 029	(160)
Total de l'actif	9 425	9 226	199
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	841	689	152
Passifs de gestion du risque	459	261	198
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes)	832	844	(12)
Autres passifs courants ³	113	137	(24)
Total des passifs courants	2 245	1 931	314
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 391	2 423	(32)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	680	779	(99)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	237	253	(16)
Autres passifs non courants ⁴	1 232	1 247	(15)
Total des passifs non courants	4 540	4 702	(162)
Total du passif	6 785	6 633	152
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 695	1 582	113
Participations ne donnant pas le contrôle	945	1 011	(66)
Total des capitaux propres	2 640	2 593	47
Total du passif et des capitaux propres	9 425	9 226	199

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, les stocks et les actifs détenus en vue de la vente.

2) Comprennent les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.

3) Comprennent la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrat, les impôts sur le résultat à payer et les dividendes à verser.

4) Comprend les titres échangeables, les passifs d'impôt différé, les passifs de gestion du risque (non courants) 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 :

Fonds de roulement

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'élevait à 311 millions de dollars au 31 mars 2022 (266 millions de dollars au 31 décembre 2021). Le fonds de roulement a augmenté par rapport à celui de la période antérieure surtout en raison de la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie attribuable aux flux de trésorerie d'exploitation et aux garanties reçues. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par une augmentation de 152 millions de dollars des dettes fournisseurs et charges à payer et une diminution de 109 millions de dollars des créances clients et autres débiteurs en raison d'une baisse de la production dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Les actifs courants ont augmenté de 359 millions de dollars, passant de 2 197 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 556 millions de dollars au 31 mars 2022, ce qui s'explique par l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et la hausse des actifs de gestion du risque découlant essentiellement de la volatilité des prix du marché pour les contrats existants et les nouveaux contrats ainsi que des règlements de contrats. Au 31 mars 2022, la Société détenait des garanties au comptant reçues de 270 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une diminution des créances clients et autres attribuable à une baisse de la production en 2022.

Les passifs courants ont augmenté de 314 millions de dollars, passant de 1 931 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 245 millions de dollars au 31 mars 2022, du fait essentiellement d'une augmentation des passifs de gestion du risque surtout attribuable à la volatilité des prix du marché et des règlements de contrats, à la hausse des dettes fournisseurs liés au combustible et à l'augmentation des garanties reçues à l'égard des positions sur contrat dans les dettes fournisseurs.

Actifs non courants

Les actifs non courants ont diminué de 160 millions de dollars pour s'établir à 6 869 millions de dollars au 31 mars 2022 par rapport à 7 029 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution s'explique principalement par la dépréciation, le changement dans l'estimation de 56 millions de dollars dans les immobilisations corporelles relativement à l'augmentation des taux d'actualisation sur la provision pour frais de démantèlement et de remise en état et l'incidence défavorable de 14 millions de dollars des fluctuations dans la conversion des monnaies étrangères. Ces incidences ont été contrebalancées en partie par la construction du projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et le projet de parc éolien Garden Plain.

Passifs non courants

Les passifs non courants ont diminué de 162 millions de dollars pour s'établir à 4 540 millions de dollars au 31 mars 2022 par rapport à 4 702 millions de dollars au 31 décembre 2021. La diminution découle essentiellement d'une baisse de 101 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état totale en raison d'une augmentation des taux d'actualisation, d'une diminution de 32 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives relativement aux remboursements prévus du principal de la dette à long terme et des obligations locatives, et d'une variation de 23 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations définies attribuable aux modifications des hypothèses sur le taux d'actualisation.

Total des capitaux propres

Au 31 mars 2022, l'augmentation de 47 millions de dollars du total des capitaux propres était surtout attribuable au résultat net de 186 millions de dollars pour la période et aux gains actuariels sur les régimes à prestations définies de 18 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par des pertes nettes de 98 millions de dollars sur les couvertures de flux de trésorerie, des distributions de 42 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, l'incidence des régimes de paiements fondés sur des actions de 15 millions de dollars et les rachats d'actions de 18 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA.

Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant.

Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	31 mars 2022		31 déc. 2021	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Montant net des dettes non garanties de premier rang				
Dettes avec recours – débetures en dollars canadiens	251	5	251	4
Dettes avec recours – billets de premier rang en dollars américains	867	16	888	16
Divers	3	–	4	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(943)	(18)	(703)	(12)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ¹	4	–	(19)	–
Montant net des dettes non garanties de premier rang	182	3	421	8
Autres passifs				
Débetures échangeables	336	6	335	6
Dettes sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	101	2	102	2
Obligation d'OCP	252	5	263	5
Obligations locatives	77	1	78	1
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	948	17	1 199	22
TransAlta Renewables				
Dettes nettes présentées de TransAlta Renewables				
Dettes sans recours				
Obligation de Pingston	45	1	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	235	4	235	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	120	2	120	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	218	4	221	4
Obligation du parc éolien Windrise	171	3	171	3
Obligations locatives	22	–	22	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(278)	(4)	(244)	(4)
Dettes au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ²	125	2	135	2
Dettes sans recours de South Hedland ³	736	14	732	13
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	1 394	26	1 437	25
Total de la dette nette consolidée^{4,5}	2 342	43	2 636	47
Participations ne donnant pas le contrôle	945	18	1 011	18
Actions privilégiées échangeables ⁵	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 892	54	2 901	51
Actions privilégiées	942	18	942	17
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 139)	(40)	(2 261)	(40)
Total du capital	5 382	100	5 629	100

1) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP en 2021 et la juste valeur positive (négative) 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 795 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) Le total de la dette nette consolidée ne tient pas compte des actions privilégiées échangeables étant donné que, à des fins de crédit, elles sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes.

Entre 2022 et 2024, un montant de 1 067 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 502 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. La Société a classé la totalité de la valeur comptable de 218 millions de dollars des obligations de Kent Hills en circulation en tant que passif courant au 31 mars 2022 et lorsqu'elle aura obtenu une renonciation et conclu un acte de fiducie supplémentaire, elle la reclasera dans les passifs non courants. Nous prévoyons actuellement refinancer les billets de premier rang qui viendront à échéance en 2022.

Facilités de crédit

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

Au 31 mars 2022	Montant total	Crédit utilisé			Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels	Capacité disponible	
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	658	—	592	T2 2025
Facilités de crédit bilatérales consenties - Canada	240	217	—	23	T2 2023
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	98	—	602	T2 2025
Total	2 190	973	—	1 217	

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 31 mars 2022, nous avons consenti des garanties au comptant de 20 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 184 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 98 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

Dette sans recours

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston Power Inc., de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au premier trimestre de 2022, sauf en ce qui concerne les obligations de Kent Hills. Le prochain ratio de couverture du service de la dette sera calculé au deuxième trimestre de 2022.

À la suite des problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, Kent Hills Wind LP a avisé le fiduciaire, BNY Trust Company of Canada (le «fiduciaire»), des obligations de Kent Hills sans recours en circulation d'environ 218 millions de dollars garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités de ces obligations. En cas de défaut, les porteurs de plus de 50 % du principal impayé sur les obligations de Kent Hills ont le droit d'ordonner au fiduciaire de déclarer immédiatement exigibles et payables le principal et les intérêts sur les obligations et tous les autres montants exigibles, notamment un montant compensatoire de 23 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2021), et d'ordonner au fiduciaire d'exercer des droits à l'égard de certains biens donnés en garantie. La Société prend part à des négociations en vue d'obtenir une renonciation et s'attend à conclure un acte de fiducie complémentaire au deuxième trimestre de 2022. La Société poursuit ses efforts pour relancer les activités du site à pleine capacité. Pour plus de précisions sur l'interruption au parc éolien de Kent Hills, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2022» du présent rapport de gestion.

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 31 mars	
	2022	2021
Intérêt sur la dette	41	40
Intérêt sur les débiteures échangeables	7	7
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7
Produits d'intérêts	(3)	(3)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	(5)
Intérêts sur les obligations locatives	1	2
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	6	4
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	1
Divers	—	3
Désactualisation des provisions	9	7
Charge d'intérêts nette	67	63

La charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a été comparable à celle de la période correspondante de 2021.

Capital social

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

Aux	5 mai 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	270,6	270,6	269,9
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
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 ¹	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) 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 31 mars 2022, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 31 mars 2021) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole «RNW». TransAlta Renewables détient un portefeuille diversifié d'actifs faisant en grande partie l'objet de contrats et dont l'intensité carbone est relativement faible.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 31 mars 2021), qui détient et exploite cinq centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor, Fort Saskatchewan et les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales. Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et TransAlta Renewables, nous consolidons la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces actifs.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'est établi à 20 millions de dollars, une augmentation de 11 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021. Le résultat de TA Cogen pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison principalement de la hausse des prix du gaz, des coûts du transport et de la baisse du prix de l'électricité réalisé pour les unités de la centrale de Sheerness. Le résultat de TransAlta Renewables a augmenté en 2022 du fait principalement de l'augmentation des produits des activités ordinaires du parc éolien Windrise et de la comptabilisation des dommages-intérêts prédéterminés liés au rendement des éoliennes au parc éolien Windrise. L'augmentation a été contrebalancée en partie par une diminution des produits financiers et l'interruption prolongée des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills (voir la note 8 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions).

Autre analyse consolidée

Engagements

Veillez vous reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport de gestion annuel de 2021 pour obtenir la liste complète des engagements que nous avons conclus directement ou au moyen de nos participations dans des entreprises communes. La Société n'a pas conclu d'engagements contractuels importants supplémentaires, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022.

En ce qui a trait aux dépenses d'investissement liées aux fondations du parc éolien de Kent Hills, nous en sommes aux dernières étapes des négociations détaillées pour toutes les ententes nécessaires en vue d'obtenir les approbations et de commencer la remise en état au deuxième trimestre de 2022. Nous nous attendons à ce que la réfection permette une remise en service complète des unités du parc éolien au deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2022» pour plus de précisions.

Pour obtenir des mises à jour sur les projets de croissance, se reporter à la rubrique «Stratégie et capacité de produire des résultats» du présent rapport de gestion.

Éventualités

Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels audités de 2021. Il n'y a eu aucune mise à jour importante à l'égard des éventualités au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022.

Flux de trésorerie

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés :

	Trois mois clos les 31 mars		Augmentation (diminution)
	2022	2021	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	947	703	244
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	451	257	194
Activités d'investissement	(72)	(111)	39
Activités de financement	(106)	(200)	94
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	1	(1)	2
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 221	648	573

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison principalement des variations des soldes hors trésorerie du fonds de roulement.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, en raison surtout de ce qui suit :

- Diminution des dépenses en trésorerie des activités de construction de projets dans les immobilisations corporelles (26 millions de dollars)
- Baisse du fonds de roulement hors trésorerie liée au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (14 millions de dollars)
- Augmentation des paiements des liquidités soumises à restrictions liés aux remboursements du principal de la dette de financement (5 millions de dollars)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2021, en raison surtout de ce qui suit :

- Diminution des emprunts sur les facilités de crédit de la Société (114 millions de dollars)
- Contrebalancée en partie par une hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (11 millions de dollars)
- Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (5 millions de dollars)
- Augmentation des remboursements de la dette à long terme (7 millions de dollars)

Instruments financiers

Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport de gestion annuel de 2021 et aux notes 9 et 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2022 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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

Au 31 mars 2022, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III était de 203 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021).

Se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les techniques d'évaluation. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2021.

Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2022 et 2021. 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 utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et celui de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas établis selon les IFRS, comme il est décrit ci-après. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et sont tirés de nos états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux IFRS. Nous estimons que ces montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS, lus conjointement avec nos montants conformes aux IFRS, permettent aux lecteurs de mieux comprendre la manière dont la direction évalue les résultats.

Les montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Ils pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés et ne doivent pas être considérés isolément ou comme des mesures de remplacement de nos résultats établis selon les IFRS, ni comme étant plus significatifs que ceux-ci.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée et la dette nette ajustée sont des mesures non conformes aux IFRS qui sont présentées dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels», «Principales informations trimestrielles», «Capital financier» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» 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.

BAIIA ajusté

Au quatrième trimestre de 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a été renommé BAIIA ajusté conformément à la terminologie normalisée du secteur. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante 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. En outre, certains reclassements et ajustements sont effectués afin de mieux évaluer les résultats à l'exclusion des éléments qui peuvent ne pas refléter le rendement des activités continues. Cette présentation peut faciliter l'analyse des tendances par les lecteurs. Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

Ajustements des produits des activités ordinaires

- 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.
- Le BAIIA ajusté est ajusté de façon à exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- Nous procédons à un ajustement pour exclure l'amortissement du matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure des éléments résultant de la décision d'accélérer l'abandon du charbon et la fermeture de la mine de Highvale avant la fin de 2021, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités continues. Les coûts du combustible et des achats d'électricité tiennent compte de la réduction de valeur des stocks de charbon.
- 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 des coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

Ajustements du résultat qui s'ajoutent à ceux des intérêts, des impôts et de l'amortissement

- Les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs sont retirées puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement actuel de l'entreprise.
- 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.

Ajustements pour tenir compte des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

- 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 ajusté de Skookumchuck dans notre BAIIA ajusté total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats ajustés 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 ajusté d'EMG dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

BAIIA annuel moyen

Le BAIIA annuel moyen est une mesure financière non conforme aux IFRS de nature prospective, utilisée pour illustrer le BAIIA annuel moyen que le projet actuellement en construction devrait générer une fois achevé.

Fonds provenant des activités d'exploitation

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 fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Comprennent les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuk, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, est comprise dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation.
- Les paiements reçus relativement aux créances au titre des contrats de location-financement ont été reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à un ajustement pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie d'exploitation liés à la décision, en 2020, d'accélérer l'abandon du charbon ainsi que la fermeture de la mine de Highvale avant la fin de 2021, et la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon («Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour 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 flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ratios non conformes aux IFRS

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action, les flux de trésorerie disponibles par action et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté sont des ratios non conformes aux IFRS qui sont présentés dans le présent rapport de gestion. Se reporter au rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles et à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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

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. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont des ratios non conformes aux IFRS.

Mesures financières supplémentaires

Les faits saillants financiers présentés sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables, le BAIIA ajusté déconsolidé, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés et le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé sont des mesures financières supplémentaires que la Société utilise pour présenter le BAIIA ajusté sur une base déconsolidée et excluent la partie de TransAlta Renewables et de TA Cogen non détenue par TransAlta. Se reporter aux rubriques «Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont également des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter la marge brute par segment pour le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période close le 31 mars 2022 :

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	77	95	434	106	26	1	739	(4)	—	735
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	13	(162)	11	10	—	(128)	—	128	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	5	—	—	—	5	—	(5)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(2)	—	(2)	—	2	—
Produits des activités ordinaires ajustés	77	108	288	117	34	1	625	(4)	114	735
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	8	131	94	—	1	238	—	—	238
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	8	130	94	—	1	237	—	1	238
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	18	1	—	—	19	—	—	19
Marge brute	73	100	140	22	34	—	369	(4)	113	478
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	16	44	16	7	18	112	—	—	112
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	4	1	—	—	8	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(7)	(10)	—	—	—	(17)	—	—	(17)
BAIIA ajusté	61	89	102	5	27	(18)	266			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										5
Amortissement										(117)
Reprise de dépréciation d'actifs										42
Charge d'intérêts nette										(67)
Profit de change et autres profits										2
Résultat avant impôts sur le résultat										242

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

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période close le 31 mars 2021 :

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	89	91	266	139	61	1	647	(5)	—	642
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	5	(23)	6	(8)	—	(20)	—	20	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	7	—	—	—	7	—	(7)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	89	96	260	145	53	1	644	(5)	3	642
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	3	4	108	129	—	1	245	—	—	245
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	(27)	(28)	—	—	(55)	—	55	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(8)	—	—	(8)	—	8	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	3	4	80	93	—	1	181	—	64	245
Coûts de conformité liés au carbone			39	11	—	—	50	—	—	50
Marge brute	86	92	141	41	53	—	413	(5)	(61)	347
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ²	8	13	42	23	10	8	104	(1)	—	103
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	3	3	2	—	—	9	—	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(10)	—	—	—	(10)	—	—	(10)
BAIIA ajusté	77	76	106	16	43	(8)	310			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										7
Amortissement										(149)
Imputation pour dépréciation d'actifs										(29)
Charge d'intérêts nette										(63)
Profit de change et autres profits										8
Résultat avant impôts sur le résultat										21

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

2) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, un montant de 2 millions de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	451	257
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(284)	(72)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	167	185
Ajustements :		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	3	4
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	10
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	—	8
Divers ³	5	4
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	186	211
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(17)	(34)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	—
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(42)	(37)
Paiements de principal sur les obligations locatives ¹	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles⁴	115	129
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	270
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	0,69	0,78
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,42	0,48

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

2) Comprennent la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos activités de combustion du charbon en 2021 ramenés à leur valeur nette de réalisation.

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2022	2021
BAIIA ajusté ¹	266	310
Provisions	10	(5)
Charge d'intérêts ²	(54)	(51)
Charge d'impôt exigible ²	(12)	(23)
Profit (perte) de change réalisé(e)	2	(1)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés ²	(7)	(3)
Autres éléments sans effet de trésorerie ³	(19)	(16)
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	186	211
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien ²	(17)	(34)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	—
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(42)	(37)
Paiements de principal sur les obligations locatives ²	(1)	(1)
Flux de trésorerie disponibles⁴	115	129

1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.

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

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables

L'information financière sur une base proportionnelle présentée ci-dessous reflète la quote-part de TransAlta Renewables détenue par TransAlta par rapport au total des chiffres consolidés de TransAlta. Les faits saillants financiers présentés sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables sont des mesures financières supplémentaires qui reflètent la part de TransAlta Renewables par rapport aux chiffres consolidés.

Résultats consolidés

Le tableau suivant présente le sommaire de la production et des informations financières sur une base consolidée pour les périodes closes les 31 mars :

Trois mois clos les 31 mars	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté		Résultat avant impôts sur le résultat	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	41	40	1	1		
Énergie éolienne et énergie solaire ¹	1 269	1 069	88	75		
Gaz ¹	935	758	56	53		
Siège social	–	–	(6)	(6)		
TransAlta Renewables avant ajustements	2 245	1 867	139	123	49	61
<i>Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation</i>	<i>(896)</i>	<i>(742)</i>	<i>(55)</i>	<i>(48)</i>	<i>(20)</i>	<i>(24)</i>
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	1 349	1 125	84	75	29	37
<i>Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables</i>						
Hydroélectricité	331	320	60	76		
Énergie éolienne et énergie solaire	–	62	1	1		
Gaz	1 730	1 877	46	53		
Transition énergétique	1 053	1 415	5	16		
Commercialisation de l'énergie	–	–	27	43		
Siège social	–	–	(12)	(2)		
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	4 463	4 799	211	262	222	(3)
Participations ne donnant pas le contrôle	896	742	55	48	20	24
TransAlta – Consolidé	5 359	5 541	266	310	242	21

1) Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.

Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS

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.

Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté

Aux 31 décembre	31 mars 2022	31 déc. 2021
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 223	3 267
Titres échangeables	336	335
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(1 221)	(947)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	4	(19)
Dettes nettes ajustées⁴	3 013	3 307
BAIIA ajusté⁵	1 219	1 263
Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté (multiple)	2,5	2,6

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) À des fins de notation de crédit, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. Aux fins comptables, ces actions sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises, y compris celles échangeables, comme une dette.

3) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (néant pour la période close le 31 mars 2022) et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités).

4) Les 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. La dette nette ajustée n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément 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 «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

5) Douze derniers mois.

Le capital de la Société est géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. Nous utilisons le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté comme mesure du levier financier pour évaluer notre capacité à rembourser la dette. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté était inférieur à celui de 2021 en raison de la baisse du BAIIA ajusté au premier trimestre de 2022, de l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des remboursements de la dette.

BAIIA ajusté déconsolidé par secteur

Nous investissons directement dans nos actifs, mais aussi par l'entremise de coentrepreneurs. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS.

Le BAIIA ajusté 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 déconsolidé permet de définir les principales mesures de planification et de crédit, et les résultats sectoriels mettent en évidence le rendement de l'exploitation des actifs détenus directement par TransAlta qui est comparable d'une période à l'autre.

Le tableau suivant présente un rapprochement du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté déconsolidé par secteur :

	Trois mois clos le 31 mars 2022			Trois mois clos le 31 mars 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	61	1		77	1	
Énergie éolienne et énergie solaire	89	88		76	75	
Gaz	102	56		106	53	
Transition énergétique	5	–		16	–	
Commercialisation de l'énergie	27	–		43	–	
Siège social	(18)	(6)		(8)	(6)	
BAIIA ajusté	266	139	127	310	123	187
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(14)			(25)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹			–			(4)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			10			3
BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta			161			199

1) Au deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, était exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente de sa participation financière de 100 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a établi ses cibles de répartition du capital en fonction des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés disponibles pour les actionnaires. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire, et n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés pour les périodes closes les 31 mars 2022 et 2021 sont comme suit :

	Trois mois clos le 31 mars 2022			Trois mois clos le 31 mars 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	451	103		257	103	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(284)	(17)		(72)	(15)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	167	86		185	88	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	–		10	–	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre	–	–		8	–	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ¹	3	–		4	–	
Produits financiers – participations financières	–	(19)		–	(29)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ²	–	49		–	35	
Divers ³	5	–		4	6	
Fonds provenant des activités d'exploitation	186	116	70	211	100	111
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Distributions au partenaire de TA Cogen			(18)			(11)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹			–			(4)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			90			134

1) Au deuxième trimestre de 2021, notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, était exclue des résultats déconsolidés de TransAlta en raison de la vente de sa participation financière de 100 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables.

2) Les fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières sont calculés comme étant les flux de trésorerie disponibles – participations financières, majorés des dépenses d'investissement de maintien – participations financières, majorés ou diminués des ajustements du taux de change et diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. .

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux et diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine le ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté de manière déconsolidée afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier. L'information financière déconsolidée est une mesure financière supplémentaire et n'est pas définie selon les IFRS, et pourrait ne pas être comparable à celles utilisées par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Aux	31 mars 2022	31 déc. 2021
Dette nette ajustée ¹	3 013	3 307
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables	278	244
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(811)	(814)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ²	(861)	(867)
Dette nette déconsolidée	1 619	1 870
BAIIA ajusté déconsolidé^{3,5}	848	852
Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁴ (multiple)	1,9	2,2

1) Se reporter au calcul du ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition de la dette nette ajustée.

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

3) Se reporter à la rubrique «BAIIA ajusté déconsolidé par secteur» du présent rapport de gestion pour le rapprochement et la composition du BAIIA ajusté déconsolidé.

4) Le ratio non conforme aux IFRS n'est pas une mesure financière normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs.

5) Douze derniers mois.

Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison de la baisse de la dette nette déconsolidée et du BAIIA ajusté déconsolidé. La baisse de la dette nette déconsolidée découle des remboursements prévus sur la dette de la Société et d'une augmentation des soldes de trésorerie.

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. Les changements importants ci-après ont été apportés aux estimations au cours du trimestre :

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022, l'économie mondiale a continué de se remettre de la pandémie de COVID-19. Les prix de l'énergie se sont redressés en raison de la grande incertitude entourant l'approvisionnement mondial en pétrole et en gaz naturel causée par la guerre en Ukraine. Les estimations de la mesure dans laquelle les événements géopolitiques pourraient influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. L'incertitude relative à la COVID-19 et aux événements géopolitiques a été prise en compte dans nos estimations au 31 mars 2022 et pour la période close à cette date.

Provisions au titre des activités de démantèlement et de remise en état

La Société comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement. Au premier trimestre de 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué en raison d'une hausse des taux d'actualisation, laquelle est largement attribuable aux rendements de référence du marché sous-jacents. Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions.

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 s'établissaient à 205 millions de dollars au 31 mars 2022, comparativement à 228 millions de dollars au 31 décembre 2021.

Modifications comptables

Changements de méthodes comptables au cours de la période considérée

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2022.

Modifications à l'IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Contrats déficitaires - Coût d'exécution du contrat* et des modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, afin de préciser les coûts qu'une entité doit prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire. Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et la Société les a adoptées à cette date. Les modifications s'appliquent aux contrats pour lesquels une entité ne s'est pas encore acquittée de toutes ses obligations à compter de la date d'entrée en vigueur. L'adoption des modifications le 1^{er} janvier 2022 n'a entraîné aucun ajustement.

Changements de méthodes comptables futurs

Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels audités pour plus de précisions sur les méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022, aucune modification supplémentaire aux méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société n'a été relevée.

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.

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, sans s'y limiter, les modifications à la réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité dans nos principaux marchés de produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques et possibilités afin que nous soyons en position pour étendre nos activités et atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2021 et à la note 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour des précisions sur les 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 2021.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» du rapport de gestion annuel de 2021 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Canada

Fédéral

Le 15 mars 2022, le ministère Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») du gouvernement du Canada a publié un document de travail concernant une proposition de norme sur l'électricité propre en faveur d'un secteur de l'électricité carboneutre d'ici 2035. Le document de travail énonce l'intention du gouvernement d'imposer des règlements plus stricts sur la production de gaz naturel afin d'atteindre un réseau carboneutre d'ici 2035. TransAlta collabore activement avec les gouvernements fédéral et provinciaux en clarifiant l'incidence des propositions réglementaires et en insistant sur la façon dont nos actifs courants jouent un rôle important pour assurer la fiabilité, l'abordabilité et la compétitivité, ainsi que sur les objectifs de décarbonation.

Le 29 mars 2022, le gouvernement du Canada a publié le *Plan de réduction des émissions pour 2030*. Ce vaste plan comprend un large éventail d'initiatives réglementaires, politiques et de financement conçues pour atteindre les cibles nationales de réduction des émissions du Canada. Plus particulièrement, le *Plan de réduction des émissions* mise largement sur l'électrification de l'économie afin d'atteindre les objectifs nationaux du Canada. TransAlta a communiqué avec le gouvernement concernant la conception du plan et continuera de le faire à l'avenir à l'égard d'initiatives pertinentes.

La norme sur l'électricité propre et le *Plan de réduction des émissions* pourraient créer de nouvelles possibilités de mise en valeur de projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie au Canada.

Tarification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 10 décembre 2021, le gouvernement canadien a publié un document de consultation sur le système de tarification fondé sur le rendement («STFR») devant servir de base à un processus de mobilisation en 2022. TransAlta a soumis des commentaires en réponse au document de consultation et travaillera en étroite collaboration avec les gouvernements en ce qui concerne la révision, les modifications et les précisions réglementaires.

Ontario

L'Ontario tiendra des élections provinciales au plus tard le 2 juin 2022. Avant les élections, le gouvernement participe à l'élaboration de politiques visant l'avenir du système de tarification du carbone de la province, le Programme des normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»), la transition vers le gaz naturel et le développement d'un marché volontaire de crédits d'énergie propre.

Les actifs d'énergie thermique de TransAlta en Ontario transfèrent les coûts liés au carbone aux termes des contrats actuels, réduisant au minimum l'incidence de tout changement apporté aux NRE. TransAlta continue de solliciter le gouvernement concernant d'autres initiatives politiques visant à atténuer les risques et à cerner les possibilités.

En 2022, la SIERE va de l'avant avec le processus d'approvisionnement et prévoit répondre aux besoins en matière de capacité à venir dans la province. La SIERE a lancé un appel d'offres à moyen terme afin de fournir une capacité allant jusqu'à 475 MW des producteurs existants. Ce processus d'approvisionnement a été conçu pour répondre aux besoins émergents du réseau d'électricité au milieu de la décennie. Les réponses à l'appel d'offres devaient être présentées avant le 28 avril 2022 et l'octroi des contrats est prévu le 26 août 2022. La Société a pris part à ce processus. En outre, TransAlta a participé à la consultation avec la SIERE sur la conception d'un nouveau mécanisme d'approvisionnement à long terme lié à une capacité de production nouvelle.

États-Unis

Le 21 mars 2022, la Securities and Exchange Commission («SEC») des États-Unis a publié un projet de règlement afin d'améliorer et de standardiser les informations à fournir en lien avec les changements climatiques destinées aux investisseurs. Le règlement proposé s'articule autour de la gouvernance des risques liés aux changements climatiques et de la gestion des risques, de la divulgation des incidences significatives pour tous les horizons, des incidences sur les modèles opérationnels et de l'impact d'événements liés au climat. La SEC cherche à obtenir des commentaires sur le projet de règlement avant sa finalisation et nous nous attendons à ce que le règlement final pose des difficultés juridiques. TransAlta fournit actuellement aux investisseurs de l'information relative à sa gouvernance, à ses risques et à son rendement à l'égard des changements climatiques. Nous surveillerons étroitement l'élaboration du règlement et veillerons à continuer de nous conformer à toutes les exigences pertinentes.

Le Congrès poursuit son examen des options visant à appuyer l'énergie renouvelable et le stockage d'énergie dans le cadre de ses discussions budgétaires plus vastes. TransAlta continue de surveiller les changements éventuels pouvant avoir une incidence sur ses plans de croissance.

Australie

L'Australie tiendra une élection nationale le 21 mai 2022. Les partis continuent de présenter des propositions de politiques, notamment en matière d'énergie et de climat. Le Parti travailliste de l'opposition a promis d'augmenter les cibles du pays à l'égard de la réduction des émissions «AUS 2030» et de renforcer le soutien gouvernemental pour l'électrification. Cependant, aucune des politiques proposées jusqu'à maintenant ne présente des risques importants pour le rendement de TransAlta.

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 de la période de trois mois close le 31 mars 2022, la majorité de l'effectif qui soutient et réalise le CIIF et les CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

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 au chef de la direction et au 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.

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 le CIIF et les 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, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. 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.

Conformément aux dispositions du *Règlement 52-109* ainsi qu'aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la portée de l'évaluation ne comprenait pas le contrôle interne à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. Les parcs solaires en Caroline du Nord ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2021, étant donné que l'acquisition s'est faite peu de temps avant la fin de l'exercice. De plus amples renseignements concernant l'acquisition sont présentés à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Conformément à l'évaluation au 31 décembre 2021, la portée de cette dernière ne comprend pas les contrôles à l'égard de l'information financière des actifs acquis dans le cadre de l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. L'actif total et les actifs nets des parcs solaires en Caroline du Nord représentaient respectivement environ 2 % et 3 % de l'actif total et des actifs nets de la Société au 31 mars 2022.

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef de la direction des finances, l'efficacité du CIIF et des CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, le chef de la direction et le chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 mars 2022, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TransAlta Renewables Inc., 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.

Autres actifs hydroélectriques

Les 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.

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)

Accord commercial à long terme prévoyant la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

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

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes des CAÉ.

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.

Degrés-jours de chauffage

Mesure permettant de quantifier la demande d'énergie nécessaire pour chauffer un bâtiment. Il s'agit du nombre de degrés où la température moyenne d'un jour donné est inférieure à la température seuil, soit 65 ° Fahrenheit (18 ° Celsius), qui indique si un bâtiment a besoin d'être chauffé.

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

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

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. Montant calculé comme des 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 Société, 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.

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, les normes de rendement à l'égard des émissions établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les installations visées.

Obligations de Kent Hills

Obligations de projet sans recours de Kent Hills Wind LP garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

Optimisation de la répartition

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

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

Fixe le prix du carbone par tonne de gaz à effet de serre émise relativement aux carburants de transport, au mazout 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 600, 530 - 8 th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 3S8

Téléphone

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

Télécopieur

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

Site Web

www.investorcentre.com

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

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

Courriel

investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements**Téléphone**

Sans frais : 1.855.255.9184
ou 403.267.2540

Courriel

TA_Media_Relations@transalta.com