



TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Rapport du deuxième trimestre de 2023

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

RG2 Énoncés prospectifs	RG35 Instruments financiers
RG5 Description des activités	RG35 Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS
RG6 Faits saillants	RG45 Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables
RG10 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG47 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG12 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG51 Perspectives pour 2023
RG21 Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG55 Stratégie et capacité de produire des résultats
RG24 Principales informations trimestrielles	RG62 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG26 Situation financière	RG63 Modifications comptables
RG29 Capital financier	RG63 Gouvernance et gestion du risque
RG33 Autre analyse consolidée	RG63 Nouveautés en matière de réglementation
RG34 Flux de trésorerie	RG66 Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation aux 30 juin 2023 et 2022 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à ces dates, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel («rapport de gestion annuel de 2022») contenus dans notre rapport intégré annuel de 2022. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «nos», 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 30 juin 2023. Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 3 août 2023. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedarplus.ca, 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 *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* des États-Unis (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Les 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 : l'acquisition par la Société de la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») non encore détenues par TransAlta par suite de l'accord d'arrangement définitif daté du 10 juillet 2023, y compris les avantages d'une telle transaction et le calendrier et la clôture d'une telle transaction; notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité à atteindre l'objectif de 2 gigawatts («GW») de capacité supplémentaire provenant de projets d'électricité propre au moyen d'un investissement estimé de 3,6 milliards de dollars qui devrait générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars; l'expansion de la filière aux premiers stades de développement de la Société à 5 GW; la promotion d'une capacité supplémentaire de 418 MW visant des projets à un stade avancé; les projets en construction de la Société, y compris le moment de la mise en service, le BAIIA annuel prévu et les coûts connexes, notamment le 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, le projet de parc éolien Garden Plain et le projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith de 132 kV; l'aménagement du complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain au stade préliminaire; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; la réalisation des perspectives de 2023 (comme elles sont définies ci-après), y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles, le dividende annualisé par action et les dépenses d'investissement de maintien; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; les prix du gaz de l'AECO prévus; les hypothèses liées aux couvertures pour le reste de 2023, ainsi que pour 2024 et 2025, y compris par rapport à la production et au prix; la capacité de la Société d'accroître la valeur pour les actionnaires au moyen de l'OPRA (comme elle est définie ci-après); 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 les coûts des travaux de restauration; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; 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 valeur potentielle des crédits compensatoires de carbone; 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; et le maintien par la Société de liquidités adéquates.

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 : 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 150 \$ le MWh et 170 \$ le MWh en 2023 et le prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 90 \$ US le MWh et 100 \$ US le MWh en 2023, et les prix du gaz de l'AECO de 2,50 \$ le GJ en 2023; les volumes couverts et les prix en 2023; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 140 millions de dollars et 170 millions de dollars en 2023; la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie variant entre 130 millions de dollars et 150 millions de dollars en 2023; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état des actifs mis hors service en Alberta; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable et aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société.

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 : la réalisation et le calendrier de l'arrangement conclu avec TransAlta Renewable; la capacité de la Société et de TransAlta Renewable à recevoir, en temps voulu, les approbations nécessaires des autorités réglementaires, des tribunaux, des actionnaires, de la Bourse et d'autres tiers, et à satisfaire aux autres conditions de clôture de l'arrangement; les fluctuations des prix de l'électricité, y compris des prix du marché en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; des réductions de la production; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt, y compris la difficulté à placer des titres de créance, des titres de capitaux propres ou du financement donnant droit à des avantages fiscaux, le cas échéant, selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en placer; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; les réclamations pour cause de force majeure; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires et toute autre approbation de tiers dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; les engagements à long terme liés à la capacité de livraison de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps; les risques liés aux projets de mise en valeur et de construction, notamment en ce qui concerne les risques liés à l'augmentation des dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, les litiges avec les entrepreneurs et les retards possibles dans la construction ou la mise en service de ces projets; les fluctuations importantes du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien; des variations de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; le risque de crédit lié aux contreparties et la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles relatives aux questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG»); 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 les 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; 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 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; des augmentations des coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources d'énergie, y compris le gaz naturel, le charbon, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques opérationnels, les interruptions non planifiées, et les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire tout court, y compris en ce qui concerne la réfection et le remplacement des fondations des éoliennes aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills; 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'à l'échelle internationale; les hostilités armées, notamment la guerre en Ukraine et ses répercussions; la menace de terrorisme; les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires qui pourraient avoir une incidence négative sur nos activités; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; la subordination structurelle des titres; les risques de crise de santé publique; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie; 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 2022 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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 112 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs diversifiés géographiquement recourant à un large éventail d'intrants, dont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique. Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 juin 2023 :

Au 30 juin 2023		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	834	636	1 960	—	3 430
	Nombre de centrales	17	13	7	—	37
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ^{2, 3, 4}	—	6	1	—	2
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	88	751	645	—	1 484
	Nombre de centrales	7	9	3	—	19
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	11	11	9	—	10
États-Unis	Capacité installée brute (MW)	—	519	29	671	1 219
	Nombre de centrales	—	7	1	2	10
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	11	3	3	6
Australie	Capacité installée brute (MW)	—	—	450	—	450
	Nombre de centrales	—	—	6	—	6
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ³	—	—	15	—	15
Total	Capacité installée brute (MW)	922	1 906	3 084	671	6 583
	Nombre de centrales	24	29	17	2	72
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années)³	1	9	5	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. La capacité installée brute au 30 juin 2023 ne comprend pas le projet de parc éolien Garden Plain.

2) La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des actifs du secteur Hydroélectricité et de certains actifs gaziers et éoliens en Alberta est nulle puisqu'ils sont principalement exploités sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. Le projet de parc éolien Garden Plain est entièrement visé par des contrats, mais ne sera pas inclus dans la durée de vie contractuelle moyenne pondérée avant la mise en service complète. Se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion 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), 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.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Disponibilité ajustée (%)	84,6	87,3	88,2	88,2
Production (GWh)	4 596	4 461	10 568	9 820
Produits des activités ordinaires	625	458	1 714	1 193
Coûts du combustible et des achats d'électricité	188	231	513	469
Coûts de conformité liés au carbone	25	9	57	28
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	134	117	258	229
BAlIA ajusté ¹	387	279	890	538
Résultat avant impôts sur le résultat	79	(22)	462	220
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	62	(80)	356	106
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11	(129)	473	322
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	391	220	765	399
Flux de trésorerie disponibles ¹	278	145	541	253
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,23	(0,30)	1,34	0,39
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ²	0,0550	0,0500	0,0550	0,0500
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ²	0,3312	0,2557	0,3312	0,2557
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 3}	1,48	0,81	2,88	1,47
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 3}	1,05	0,54	2,03	0,93

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Total de l'actif	9 582	10 741
Total de la dette nette consolidée ^{1, 4}	2 981	2 854
Total des passifs non courants	5 759	5 864
Total du passif	7 309	8 752

- 1) 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.
- 2) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées des séries A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'une période à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés et des taux variables trimestriels.
- 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 30 juin 2023 était de 266 millions d'actions (271 millions d'actions au 30 juin 2022). 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 les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la Société a enregistré un solide rendement du portefeuille de centrales électriques en Alberta grâce aux secteurs Gaz et Hydroélectricité en Alberta qui ont été avantagés par le contexte de hausse des prix, d'intensification de la production dans le secteur Hydroélectricité découlant de l'augmentation des précipitations et de la fonte du manteau neigeux, de la baisse des prix des combustibles et de l'incidence favorable des opérations de couverture qui ont donné lieu à une augmentation des marges brutes. Ces facteurs ont contribué à la performance globale du portefeuille et, combinés, témoignent de la valeur de notre portefeuille stratégiquement diversifié en Alberta et de sa capacité de générer des flux de trésorerie dans des conditions de marché dynamiques. Le secteur Commercialisation de l'énergie a également dégagé des résultats supérieurs aux attentes depuis le début de l'exercice en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle de tous les marchés nord-américains. 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.

La **disponibilité ajustée** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 s'est établie respectivement à 84,6 % et à 88,2 %, en regard de respectivement 87,3 % et 88,2 % pour les périodes correspondantes de 2022. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, la diminution de la disponibilité ajustée s'explique par le nombre plus élevé d'interruptions planifiées dans les secteurs Hydroélectricité et Gaz, en partie contrebalancé par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées dans le secteur Transition énergétique, et par l'amélioration du rendement du parc éolien Windrise dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, la disponibilité ajustée a été comparable à celle de la période correspondante de 2022.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 a été de 4 596 gigawattheures («GWh»), comparativement à 4 461 GWh pour la période correspondante de 2022. L'augmentation de la production est principalement attribuable à la hausse de la demande du marché, à l'amélioration de la disponibilité dans le secteur Transition énergétique et à un accroissement des ressources hydriques de nos actifs hydroélectriques en Alberta. La production pour la période de six mois close le 30 juin 2023 a été de 10 568 GWh, comparativement à 9 820 GWh pour la période correspondante de 2022. La hausse de la production s'explique principalement par de meilleures conditions de marché en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique, respectivement dans les secteurs Gaz et Transition énergétique, et par une plus grande disponibilité ajustée dans le secteur Transition énergétique. La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a été partiellement contrebalancée par des ressources éoliennes et solaires plus faibles dans toutes les régions.

Les **produits des activités ordinaires** ont augmenté respectivement de 167 millions de dollars et de 521 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2022, du fait principalement de la hausse des prix de l'énergie réalisés dans le marché de l'électricité de l'Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique, l'augmentation des prix réalisés des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité et l'accroissement de la production dans les secteurs Transition énergétique et Hydroélectricité. Le tout a été en partie contrebalancé par une baisse de la production éolienne et solaire causée par une diminution des ressources, un recul des ventes d'attributs environnementaux et une réduction des volumes de services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité. Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les produits des activités ordinaires ont été favorablement influencés par l'amélioration des conditions de marché des actifs marchands alimentés au gaz de l'Alberta. Les produits des activités ordinaires du secteur Commercialisation de l'énergie pour la période de six mois close le 30 juin 2023 ont augmenté surtout en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle de tous les marchés déréglementés nord-américains.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont diminué de 43 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, grâce à la baisse des prix des matières premières du gaz naturel dans le secteur Gaz, en partie contrebalancée par l'utilisation accrue du combustible dans le secteur Transition énergétique. Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de 44 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, du fait principalement de la hausse des coûts des achats d'électricité engagés pour remplir les obligations contractuelles au cours des interruptions planifiées dans le secteur Transition énergétique, de l'utilisation accrue du combustible dans les secteurs Transition énergétique et Gaz, le tout en partie contrebalancé par la baisse des prix des matières premières du gaz naturel dans le secteur Gaz.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont augmenté respectivement de 16 millions de dollars et de 29 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de l'augmentation du prix du carbone par tonne et de l'utilisation accrue des crédits d'émission au cours des périodes antérieures pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES, ce qui a donné lieu à une diminution des coûts de 2022 de 12 millions de dollars pour les deux périodes. Les coûts de conformité liés au carbone ont en outre augmenté au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023 en raison de la hausse de la production dans le secteur Gaz.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 ont diminué respectivement de 17 millions de dollars et de 29 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté en raison surtout de la hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance, la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes et l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement.

Le **BAlIA ajusté** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 108 millions de dollars et de 352 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022. Ces augmentations s'expliquent principalement par l'augmentation des produits des activités ordinaires tirés du portefeuille de centrales électriques en Alberta, par suite de la hausse des prix marchands réalisés surtout dans les centrales alimentées au gaz et hydroélectriques. Le secteur Hydroélectricité a également tiré parti de la hausse des prix des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta. Le BAlIA ajusté a également progressé grâce à l'augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Transition énergétique attribuable à la hausse des prix marchands et à l'accroissement de la production, ainsi qu'à la baisse des coûts des intrants dans le secteur Gaz. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone dans le secteur Gaz, la baisse de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans le secteur Siège social. Les variations du BAlIA 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** a augmenté respectivement de 101 millions de dollars et de 242 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 en comparaison de celui des périodes correspondantes de 2022. Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 s'est établi respectivement à 62 millions de dollars et à 356 millions de dollars, contre respectivement une perte nette de 80 millions de dollars et un résultat net de 106 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2022. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la Société a tiré profit de l'augmentation des produits des activités ordinaires, de la baisse des prix du gaz naturel, de l'augmentation des recouvrements d'impôts sur le résultat, attribuable principalement aux économies d'impôt réalisées à la suite d'une réorganisation interne survenue au deuxième trimestre et à l'augmentation des reprises de dépréciation d'actifs. Le tout a été en partie contrebalancé par

l'augmentation de l'amortissement due au raccourcissement de la durée d'utilité de certaines installations au troisième trimestre de 2022, à la hausse des coûts de conformité liés au carbone résultant des obligations des exercices antérieurs partiellement réglées par des crédits d'émission, à une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux secteurs Siège social et Commercialisation de l'énergie et à l'augmentation du résultat net affecté aux participations ne donnant pas le contrôle. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, le secteur Gaz a enregistré une hausse de la production, ce qui a entraîné une utilisation accrue de combustible et une hausse des coûts de conformité liés au carbone, alors que le secteur Transition énergétique a enregistré une hausse des achats d'électricité au cours des interruptions planifiées.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 ont augmenté respectivement de 140 millions de dollars et de 151 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de l'augmentation des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par des variations défavorables plus importantes du fonds de roulement et la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et des coûts de conformité liés au carbone.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 278 millions de dollars et 541 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, en comparaison de ceux de respectivement 145 millions de dollars et 253 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2022. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, ceci représente une augmentation respectivement de 133 millions de dollars et 288 millions de dollars, surtout en raison de la hausse du BAIIA ajusté, de la baisse de la charge d'intérêts essentiellement attribuable à l'augmentation des produits d'intérêt découlant de la hausse des taux d'intérêt, de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les dépenses d'investissement de construction et d'une diminution de la charge d'impôts sur le résultat en raison d'un recouvrement d'impôt exigible au deuxième trimestre de 2023. Le tout a été en partie contrebalancé par l'augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, la hausse des dépenses d'investissement de maintien et l'augmentation des pertes de change réalisées par rapport aux périodes correspondantes de 2022.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

TransAlta Corporation fera l'acquisition de TransAlta Renewables Inc. pour simplifier sa structure et renforcer sa position stratégique

Le 10 juillet 2023, la Société et TransAlta Renewables ont conclu un accord d'arrangement définitif (l'«accord d'arrangement») en vertu duquel la Société acquerra la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, sous réserve de l'approbation des actionnaires de TransAlta Renewables.

La transaction procurera aux actionnaires de la société regroupée une stratégie unique et une possibilité incontestable de croissance à long terme, ainsi qu'une vision plus claire de la mise en œuvre du plan de croissance de l'électricité propre. Les actionnaires de TransAlta Renewables tireront profit d'une offre équitable assortie d'une prime attrayante, ainsi que d'une approche transparente et viable pour l'avenir, d'une participation dans un vaste regroupement d'actifs et d'une exposition au marché de l'électricité de l'Alberta. Pour les actionnaires de TransAlta, la transaction permettra d'améliorer la position stratégique, de mettre en place des mesures de transition durables et attrayantes et d'accroître les liquidités et les synergies, tout en préservant la solidité financière de la Société.

En vertu de l'accord d'arrangement, chaque action de TransAlta Renewables sera échangée, au choix de chaque porteur d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, contre i) 1,0337 action ordinaire de TransAlta ou ii) 13,00 \$ en espèces. La contrepartie payable aux actionnaires de TransAlta Renewables est assujettie à un calcul au prorata fondé sur un nombre total maximal de 46 441 779 actions de TransAlta pouvant être émises aux actionnaires de TransAlta Renewables et sur un montant au comptant total maximal de 800 millions de dollars.

La contrepartie payable aux actionnaires de TransAlta Renewables représente une prime de 18,3 % fondée sur le cours de clôture des actions de TransAlta Renewables à la Bourse de Toronto («TSX») en date du 10 juillet 2023, et une prime de 13,6 % par rapport au cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours de l'action de TransAlta Renewables en date du 10 juillet 2023. La contrepartie totale versée aux actionnaires de TransAlta Renewables est évaluée à 1,4 milliard de dollars le 10 juillet 2023, dont 800 millions de dollars seront versés en espèces et le solde, en actions ordinaires de TransAlta. La société issue du regroupement exercera ses activités sous le nom de TransAlta et demeurera cotée à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York («NYSE»), respectivement sous les symboles «TA» et «TAC».

Une assemblée extraordinaire des actionnaires de TransAlta Renewables visant à examiner la transaction aura lieu le 26 septembre 2023 ou vers cette date. Si toutes les approbations sont reçues et que les autres conditions de clôture sont remplies, la transaction devrait être conclue au début d'octobre 2023.

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

Le 26 mai 2023, la TSX a accepté l'avis déposé par la Société en vue de réaliser une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,29 % du flottant au 17 mai 2023. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la TSX ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2023 et se termine le 30 mai 2024, ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA.

L'OPRA fournit à la Société une option de rechange pour la répartition du capital dans l'optique d'assurer la génération de valeur à long terme pour les actionnaires. Le conseil d'administration et la direction de TransAlta sont d'avis que, parfois, le cours des actions ordinaires sur le marché ne reflète pas leur valeur sous-jacente et que le fait de racheter des actions ordinaires aux fins d'annulation dans le cadre de l'OPRA pourrait permettre d'améliorer la valeur pour les actionnaires.

Assemblée annuelle des actionnaires

Le 28 avril 2023, la Société a tenu l'assemblée annuelle des actionnaires. L'ensemble des candidats aux postes d'administrateurs ont été élus au conseil d'administration, notamment Candace MacGibbon, nouvelle membre du conseil d'administration. Les autres points à l'ordre du jour de la Société ont été également fort bien accueillis, notamment un vote consultatif sur la rémunération et la proposition de modification du régime d'unités d'actions de la Société.

Régime d'achat d'actions automatique

Le 27 mars 2023, la Société a conclu un régime de rachat d'actions automatique («RAAA») afin de faciliter les rachats des actions ordinaires de TransAlta en vertu de son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») annoncée précédemment.

Dans le cadre du RAAA, le courtier de la Société a racheté 2 943 600 actions ordinaires. Le RAAA a pris fin le 30 mai 2023. Toutes les actions ordinaires acquises dans le cadre du RAAA ont été annulées.

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, la Société a racheté et annulé un total de 6 112 900 actions ordinaires, y compris celles qui avaient été acquises en vertu du RAAA, à un prix moyen de 11,62 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 71 millions de dollars.

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Tent Mountain

Le 24 avril 2023, la Société a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, auprès de Montem Resources Limited («Montem»). L'acquisition comprend les droits d'utilisation des terrains, les immobilisations corporelles et les droits de propriété intellectuelle associés au projet d'aménagement hydroélectrique par pompage. La Société a versé à Montem environ 8 millions de dollars à la clôture de la transaction et les paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars (environ 25 millions de dollars au total) peuvent devenir payables à Montem sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Montem détiennent le projet Tent Mountain dans le cadre d'un partenariat ad hoc qui est géré conjointement, la Société agissant en tant que promoteur du projet. Le partenariat cherche activement à conclure un contrat d'enlèvement à l'égard des attributs énergétiques et environnementaux générés par l'installation.

Se reporter aux états financiers consolidés annuels audités de 2022 de notre rapport intégré annuel du même exercice et à nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 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 financier et résultats d'exploitation sectoriels

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.

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

Trois mois clos les 30 juin	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité	593	596	616	533	147	88
Énergie éolienne et énergie solaire	1 097	1 121	859	1 072	50	88
Énergies renouvelables	1 690	1 717	1 475	1 605	197	176
Gaz			2 515	2 566	166	65
Transition énergétique			606	290	13	11
Commercialisation de l'énergie					43	50
Siège social					(32)	(23)
Total			4 596	4 461	387	279
Résultat avant impôts sur le résultat					79	(22)

Six mois clos les 30 juin	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité	995	1 004	922	905	253	149
Énergie éolienne et énergie solaire	2 520	2 574	2 056	2 341	138	177
Énergies renouvelables	3 515	3 578	2 978	3 246	391	326
Gaz			5 687	5 231	406	170
Transition énergétique			1 903	1 343	67	16
Commercialisation de l'énergie					82	67
Siège social					(56)	(41)
Total			10 568	9 820	890	538
Résultat avant impôts sur le résultat					462	220

- 1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 30 juin 2023, 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 supérieure à 25 ans. 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 ces unités en prévision de leur mise hors service 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) du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, compte non tenu des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui ne sont actuellement pas en service, s'est établie à environ respectivement 1 009 GWh et 2 326 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 varieraient d'une période à l'autre et, au fil du temps, les installations continueraient à produire conformément à leurs moyennes à long terme, ce qui s'est révélé être un indicateur de rendement fiable.
- 3) Cet élément n'est pas défini et n'a 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.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)¹	922	925	922	925
Production moyenne à long terme (GWh)²	593	596	995	1 004
Disponibilité (%)	94,8	95,5	94,4	96,1
Production				
Production visée par des contrats (GWh)	119	127	142	163
Production marchande (GWh)	497	406	780	742
Total de la production d'énergie (GWh)	616	533	922	905
Volumes des services auxiliaires (GWh) ³	570	785	1 213	1 527
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{4, 5}	95	53	166	89
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{4, 6}	18	15	24	22
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ³	53	37	92	70
Produits tirés des attributs environnementaux	1	—	9	1
Produits des activités ordinaires⁷	167	105	291	182
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	6	10	10
Marge brute⁸	162	99	281	172
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	10	26	21
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
BAIIA ajusté⁸	147	88	253	149

Informations complémentaires :

Produits des activités ordinaires bruts par MWh

Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{4, 5}	201	131	222	121
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ³	94	47	76	46

Dépenses d'investissement de maintien	8	6	14	12
--	----------	---	-----------	----

- 1) Au quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu la vente de deux actifs hydroélectriques, ce qui a entraîné une baisse de capacité de 3 MW.
- 2) Production moyenne à long terme de 2022 révisée aux fins d'uniformité avec la méthode de calcul de 2023.
- 3) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document *Consolidated Authoritative Document Glossary* de l'AESO.
- 4) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres actifs 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.
- 5) La Société a conclu des couvertures à terme pour le premier trimestre de 2023 qui sont incluses dans les produits des actifs hydroélectriques en Alberta.
- 6) 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.
- 7) 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.
- 8) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison des interruptions planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 83 GWh et de 17 GWh comparativement à celle des périodes correspondantes de 2022, en raison de la hausse des ressources hydriques en partie contrebalancée par une baisse de la disponibilité. En outre, pour la période de six mois close le 30 juin 2023, la production a subi l'incidence défavorable des contraintes liées à la glace dans nos actifs hydroélectriques en Alberta par rapport à la période correspondante de 2022.

Le volume des services auxiliaires pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué respectivement de 215 GWh et de 314 GWh par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022, en raison de la diminution des volumes de services auxiliaires fournis par l'AESO, à la suite de sa décision de réduire le volume cumulé des importations en Alberta au moyen des interconnexions de transport de la Colombie-Britannique et du Montana, et de la gestion par la Société d'une production d'énergie plus élevée en raison du calendrier de l'écoulement de surface et des précipitations. Compte tenu de la souplesse de notre portefeuille, nous sommes en mesure de compenser en partie ces effets en transférant ces volumes de services auxiliaires au secteur Gaz.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 59 millions de dollars et 104 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de l'augmentation des prix réalisés de l'énergie et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta et de la hausse de la production. La période de trois mois close le 30 juin 2023 a en outre bénéficié de la hausse de la production de l'énergie, en partie contrebalancée par la baisse des produits des activités ordinaires résultant de la baisse des volumes de services auxiliaires. Les ventes d'attributs environnementaux ont augmenté pour la période de six mois close le 30 juin 2023 et la Société a généré des produits des activités ordinaires au moyen des couvertures à terme pour les actifs hydroélectriques en Alberta et a réalisé des profits grâce à la stratégie de couverture. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté au cours des deux périodes en raison surtout de l'augmentation des coûts d'assurance, de la hausse des salaires et des incitatifs liés au rendement et de l'augmentation des frais juridiques. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, en raison des coûts liés à la sécurité des barrages.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)¹	1 906	1 906	1 906	1 906
Production moyenne à long terme (GWh)	1 097	1 121	2 520	2 574
Disponibilité (%)	87,1	85,7	85,0	82,2
Production visée par des contrats (GWh)	631	802	1 502	1 711
Production marchande (GWh)	228	270	554	630
Total de la production (GWh)	859	1 072	2 056	2 341
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	71	88	173	189
Produits tirés des attributs environnementaux	7	23	20	30
Produits des activités ordinaires²	78	111	193	219
Coûts du combustible et des achats d'électricité	7	6	16	14
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	—	1
Marge brute³	71	104	177	204
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	18	15	35	31
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	4	7	6
Autres produits d'exploitation, montant net ²	(1)	(3)	(3)	(10)
BAIIA ajusté³	50	88	138	177
Informations complémentaires :				
Dépenses d'investissement de maintien	3	3	6	7
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills⁴	21	10	42	10
Indemnité d'assurance – Kent Hills	—	(7)	(1)	(7)

1) La capacité installée brute et la disponibilité au 30 juin 2023 ne comprennent pas le projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des autres produits d'exploitation, montant net 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.

3) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

4) Les dépenses d'investissement liées à la réfection des unités du parc éolien Kent Hills sont séparées des dépenses d'investissement de maintien en raison de la nature extraordinaire de ces dépenses, qui ont été prises en compte de façon distincte.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022, surtout en raison de l'amélioration du rendement au parc éolien Windrise. La période de six mois close le 30 juin 2023 a subi l'incidence défavorable d'un arrêt forcé au parc éolien Windrise au premier trimestre de 2023, lequel a été provoqué par un défaut de fabrication sur une douille de transformateur qui a depuis été réparée sous garantie et corrigée. La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a été affectée par le projet de réfection du parc éolien de Kent Hills qui devrait être remis complètement en service au deuxième semestre de 2023. La disponibilité ajustée pour tenir compte de l'arrêt prolongé au parc éolien de Kent Hills pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 s'est établie respectivement à 98,4 % et à 94,7 %, contre respectivement 94,0 % et 93,3 % pour les périodes correspondantes de 2022.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué respectivement de 213 GWh et de 285 GWh comparativement à celle des périodes correspondantes de 2022, essentiellement en raison de la baisse des ressources éoliennes et solaires dans toutes les régions, en partie compensée par la production préalable à la mise en service du projet du parc éolien Garden Plain.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué respectivement de 38 millions de dollars et de 39 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2022, du fait essentiellement de la baisse de la production résultant de la diminution des ressources éoliennes, de la

diminution des produits tirés des attributs environnementaux, de la baisse des prix marchands réalisés en Alberta au deuxième trimestre et de la diminution des dommages-intérêts comptabilisés au parc éolien Windrise. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, la baisse du BAIIA ajusté a été en partie compensée par la hausse des prix marchands réalisés en Alberta. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté au cours des deux périodes en raison surtout de la hausse des salaires, de l'augmentation des coûts d'assurance et de l'augmentation des coûts afférents aux ententes de service à long terme.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2022.

Gaz

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	3 084	3 084
Disponibilité (%)	85,8	93,9	91,1	93,9
Production visée par des contrats (GWh)	905	831	1 908	1 771
Production marchande (GWh)	1 649	1 746	3 898	3 486
Achats d'électricité (GWh)	(39)	(11)	(119)	(26)
Total de la production (GWh)	2 515	2 566	5 687	5 231
Produits des activités ordinaires¹	320	262	755	553
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	84	146	213	276
Coûts de conformité liés au carbone	25	12	57	30
Marge brute²	211	104	485	247
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	50	45	91	89
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	4	8	8
Autres produits d'exploitation, montant net	(9)	(10)	(20)	(20)
BAIIA ajusté²	166	65	406	170

Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien :	14	3	17	8
--	-----------	---	-----------	---

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.

2) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué respectivement de 8,1 % et de 2,8 % par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de l'augmentation des interruptions planifiées à l'unité 1 de la centrale de Sheerness et à l'unité 3 de la centrale de Keephills et des réductions de la capacité nominale à l'unité 6 de la centrale de Sundance. Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, la Société a connu un nombre moins élevé d'interruptions non planifiées qu'à la période correspondante de l'exercice précédent.

La production pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 a diminué de 51 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2022, en raison surtout de la baisse de la disponibilité, contrebalancée en partie par la hausse de la production visée par des contrats en Ontario. La production pour la période de six mois close le 30 juin 2023 a augmenté de 456 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2022, essentiellement en raison de l'amélioration des conditions du marché pour les actifs marchands alimentés au

gaz en Alberta et un accroissement de la production visée par des contrats en Ontario, le tout en partie contrebalancé par une baisse de la production marchande en Ontario sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 101 millions de dollars et de 236 millions de dollars comparativement à celui des périodes correspondantes de 2022, essentiellement en raison de la hausse des prix de l'énergie réalisés pour nos actifs marchands alimentés au gaz de l'Alberta, déduction faite de la couverture, et de la baisse des prix du gaz naturel, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone et l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant d'un accroissement de la main-d'œuvre contractuelle dans le cadre des travaux d'entretien d'envergure planifiés en Australie. La période de six mois close le 30 juin 2023 a été marquée par une augmentation de la production attribuable à des conditions de marché plus favorables en Alberta, partiellement contrebalancée par une hausse des coûts du carbone et l'utilisation accrue de combustible liée à la production.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 ont augmenté respectivement de 11 millions de dollars et de 9 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, du fait essentiellement des coûts des travaux d'entretien d'envergure planifiés aux centrales alimentées au gaz.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)	671	671	671	671
Disponibilité (%)	58,8	45,2	76,6	68,4
Disponibilité ajustée (%) ¹	58,8	52,7	76,6	71,9
Volume des ventes contractuelles (GWh)	830	830	1 650	1 650
Volume des ventes marchandes (GWh)	656	328	1 999	1 529
Achats d'électricité (GWh)	(880)	(868)	(1 746)	(1 836)
Total de la production (GWh)	606	290	1 903	1 343
Produits des activités ordinaires ²	118	96	371	213
Coûts du combustible et des achats d'électricité	90	71	271	165
Coûts de conformité liés au carbone	—	(4)	—	(3)
Marge brute³	28	29	100	51
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	17	31	33
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
BAIIA ajusté³	13	11	67	16
Informations complémentaires :				
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	4	3	6	5
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	4	3	7	7
Dépenses d'investissement de maintien	11	16	11	16

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

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.

3) Le BAIIA ajusté et la marge brute 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.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia au deuxième trimestre de 2023 et de la baisse des interruptions non planifiées au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 316 GWh et de 560 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022, en raison essentiellement d'une meilleure répartition liée aux prix du marché et d'une hausse de la disponibilité à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 2 millions de dollars et de 51 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2022, du fait essentiellement de la hausse des prix marchands et de l'augmentation de la production, le tout contrebalancé en partie par une utilisation accrue du combustible. Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, le BAIIA ajusté a subi l'incidence défavorable de la hausse des coûts d'achat de l'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué en raison de la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia ont été comparables à celles de 2022.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 ont diminué respectivement de 5 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, du fait de la diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires ¹	49	57	102	81
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	7	20	14
BAIIA ajusté²	43	50	82	67

1) 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. Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 BAIIA ajusté a diminué de 7 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 et augmenté de 15 millions de dollars pour la période de six mois close le 30 juin 2023 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022. Les résultats depuis le début de l'exercice ont dépassé les attentes pour le secteur en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains. La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme sur les marchés de négociation, tout en conservant le profil de risque global de l'unité fonctionnelle.

Siège social

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	32	23	56	41
BAlIA ajusté¹	(32)	(23)	(56)	(41)

Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien :	8	3	16	5
--	----------	----------	-----------	----------

1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 BAlIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué respectivement de 9 millions de dollars et de 15 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2022, essentiellement en raison de la hausse des incitatifs liés au rendement reflétant le rendement de la Société, de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance et de l'augmentation des coûts attribuable aux pressions inflationnistes.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté respectivement de 5 millions de dollars et de 11 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison d'une hausse des dépenses liées aux améliorations locatives et aux technologies de l'information associées au déménagement des bureaux du siège social de la Société.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

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

Trois mois clos le 30 juin 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	144	12	109	(2)	43	(32)	274
Canada, sans l'Alberta	3	20	21	—	—	—	44
États-Unis	—	18	2	15	—	—	35
Australie	—	—	34	—	—	—	34
BAlIA ajusté¹	147	50	166	13	43	(32)	387
Résultat avant impôts sur le résultat							79

Trois mois clos le 30 juin 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie ³	Siège social	Total
Alberta	82	41	8	(3)	50	(23)	155
Canada, sans l'Alberta	6	22	21	—	—	—	49
États-Unis	—	25	2	14	—	—	41
Australie	—	—	34	—	—	—	34
BAIIA ajusté¹	88	88	65	11	50	(23)	279
Perte avant impôt sur le résultat							(22)

Six mois clos le 30 juin 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	250	43	287	(4)	82	(56)	602
Canada, sans l'Alberta	3	50	46	—	—	—	99
États-Unis	—	45	4	71	—	—	120
Australie	—	—	69	—	—	—	69
BAIIA ajusté¹	253	138	406	67	82	(56)	890
Résultat avant impôts sur le résultat							462

Six mois clos le 30 juin 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie ³	Siège social	Total
Alberta	143	71	55	(6)	67	(41)	289
Canada, sans l'Alberta	6	56	43	—	—	—	105
États-Unis	—	50	4	22	—	—	76
Australie	—	—	68	—	—	—	68
BAIIA ajusté¹	149	177	170	16	67	(41)	538
Résultat avant impôts sur le résultat							220

- 1) 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.
- 2) L'unité 4 de la centrale de Sundance a été mise hors service le 31 mars 2022.
- 3) Le BAIIA ajusté du secteur Commercialisation de l'énergie a été reclassé dans la région de l'Alberta pour refléter où se déroulent les activités.

Portefeuille de centrales électriques en Alberta

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.

Environ 52 % de notre capacité installée brute est située en Alberta. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, une centrale de stockage par batteries, des centrales de cogénération et des centrales thermiques converties au gaz naturel. Certaines centrales éoliennes et centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont exploitées en vertu de contrats à long terme. L'optimisation du rendement du portefeuille 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. Cela 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.

Au deuxième trimestre de 2023, les prix de l'électricité en Alberta ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison d'une baisse des volumes d'électricité importée auprès des marchés limitrophes et d'une hausse des prix pendant les périodes où les pannes coïncident et où la production d'énergie renouvelable est faible. En raison d'interruptions plus nombreuses dans le secteur industriel par rapport à l'exercice précédent, la demande a diminué d'environ 0,6 % par rapport à la période correspondante de 2022.

Dans l'ensemble, ces facteurs ont entraîné une hausse du prix moyen du réseau commun d'énergie qui est passé de 122 \$ le MWh en 2022 à 160 \$ le MWh en 2023.



Trois mois clos les 30 juin	2023					2022				
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Transition Gaz énergétique	Total	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Transition Gaz énergétique	Total	
Total de la production (GWh)	497	337	1 691	—	2 525	406	450	1 826	—	2 682
Production visée par des contrats (GWh)	—	110	137	—	247	—	180	125	—	305
Production marchande (GWh)	497	227	1 554	—	2 278	406	270	1 701	—	2 377
Produits des activités ordinaires ¹	160	26	212	—	398	96	49	134	2	281
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	4	65	—	74	4	4	99	1	108
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	22	—	22	—	—	9	(4)	5
Marge brute	155	22	125	—	302	92	45	26	5	168

Six mois clos les 30 juin	2023					2022				
	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)	780	840	4 060	—	5 680	742	953	3 544	19	5 258
Production visée par des contrats (GWh)	—	286	287	—	573	—	322	258	—	580
Production marchande (GWh)	780	554	3 773	—	5 107	742	631	3 286	19	4 678
Produits des activités ordinaires ¹	281	70	537	2	890	170	84	298	7	559
Coûts du combustible et des achats d'électricité	9	11	168	—	188	8	9	184	5	206
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	51	—	51	—	—	24	(3)	21
Marge brute	272	59	318	2	651	162	75	90	5	332

1) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées afin de refléter les produits réalisés au cours des périodes.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit respectivement 2 525 GWh et 5 680 GWh d'énergie, ce qui représente respectivement une diminution de 157 GWh et une augmentation de 422 GWh par rapport à la production des périodes correspondantes de 2022. La diminution de la production au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2023 s'explique surtout par une baisse des ressources éoliennes et une production marchande légèrement inférieure des actifs du secteur Gaz en raison d'une disponibilité plus faible, partiellement compensée par une production élevée des actifs du secteur Hydroélectricité en raison des précipitations et de la fonte du manteau neigeux. Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, la production a été dans l'ensemble plus élevée en raison de l'augmentation de la production marchande dans le secteur Gaz attribuable aux occasions offertes sur le marché ainsi que d'une augmentation de la production dans le secteur Hydroélectricité au cours du deuxième trimestre de 2023.

La marge brute pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 s'est élevée respectivement à 302 millions de dollars et à 651 millions de dollars, ce qui représente une augmentation respectivement de 134 millions de dollars et de 319 millions de dollars par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022. L'accroissement de la marge brute est attribuable à la hausse des prix marchands réalisés dans le secteur Gaz, à une production et à des prix réalisés élevés des actifs du secteur Hydroélectricité et à l'apport des opérations de couverture. La période de six mois close le 30 juin 2023 a été marquée par l'augmentation de la production marchande dans le secteur Gaz.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	160 \$	122 \$	151 \$	106 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	2,39 \$	6,86 \$	2,74 \$	5,69 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	65 \$	50 \$	65 \$	50 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	175 \$	105 \$	174 \$	106 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	199 \$	131 \$	189 \$	121 \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	94 \$	47 \$	76 \$	46 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	75 \$	96 \$	83 \$	75 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	202 \$	127 \$	175 \$	116 \$
Volume couvert (GWh) ²	1 667	1 901	3 713	3 639
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	91 \$	73 \$	116 \$	78 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ³	33 \$	59 \$	46 \$	58 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ³	10 \$	3 \$	13 \$	6 \$

1) Le prix de l'électricité marchand 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 des produits des services auxiliaires) et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total des GWh produits sur une base marchande.

2) Les volumes couverts correspondent aux volumes de production, principalement dans le secteur Gaz.

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, et les coûts de conformité liés au carbone par MWh pourrait tenir compte de l'utilisation de crédits d'émission pour régler une partie des obligations liées à la tarification du carbone relativement aux émissions de GES.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, le prix de l'électricité marchand réalisé par MWh de production a augmenté respectivement de 70 \$ par MWh et de 68 \$ par MWh comparativement à celui des périodes correspondantes de 2022. La hausse des prix de l'électricité marchands réalisés à l'échelle du portefeuille s'explique par une augmentation des prix du marché et l'optimisation de notre capacité disponible pour tous les types de sources d'énergie. Les prix au comptant par secteur ne tiennent pas compte des profits et des pertes découlant des positions de couverture conclues dans le but d'atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont diminué respectivement de 26 \$ par MWh et de 12 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 7 \$ par MWh en regard de ceux des périodes correspondantes de 2022, du fait de l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone, qui sont passés de 50 \$ la tonne en 2022 à 65 \$ la tonne en 2023. En 2023, l'obligation de conformité liée au carbone de 2022 a été réglée au comptant. En 2022, la Société a utilisé des crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation de conformité liée au carbone de 2021 de sorte que les coûts du carbone par MWh ont diminué.

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 à la centrale de Centralia. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T3 2022	T4 2022	T1 2023	T2 2023
Produits des activités ordinaires	929	854	1 089	625
Résultat avant impôts sur le résultat	126	7	383	79
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	204	351	462	11
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	61	(163)	294	62
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et diluée ²	0,23	(0,61)	1,10	0,23

	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022
Produits des activités ordinaires	850	610	735	458
Résultat avant impôts sur le résultat	(441)	(32)	242	(22)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	610	54	451	(129)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(456)	(78)	186	(80)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et diluée ²	(1,68)	(0,29)	0,69	(0,30)

1) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 étaient négatifs en raison des variations défavorables du fonds de roulement imputables surtout aux fluctuations dans les comptes de garanties liées à la hausse des prix des produits de base et à l'intensification de la volatilité sur les marchés.

2) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de base et dilué, respectivement, 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 au cours des huit trimestres précédents :

- Hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation de la disponibilité globale pendant les périodes de tarification de pointe et de la hausse des prix de l'électricité en Alberta en 2022 et en 2023
- Baisse des prix du gaz naturel en 2023 et hausse des prix du gaz naturel en 2022
- Augmentation de la consommation de gaz naturel en 2022 et en 2023 pour les unités converties au gaz en 2021
- Baisse des coûts liés au carbone en 2022 découlant de l'abandon du charbon et de l'utilisation de crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES au deuxième trimestre de 2022. Hausse des coûts du carbone au cours des premier et deuxième trimestres de 2023 découlant de la hausse des coûts du carbone par tonne, et de la hausse de la production au premier trimestre de 2023

- Interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du quatrième trimestre de 2021 au deuxième trimestre de 2023, et qui devrait se poursuivre jusqu'au deuxième semestre de 2023
- Incidence des reprises de dépréciation d'actifs comptabilisés aux premier et deuxième trimestres de 2023 et incidence des imputations pour dépréciation d'actifs et reprises au cours de toutes les périodes visées
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des taux d'actualisation en 2023
- Incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs et des taux d'actualisation pour toutes les autres périodes indiquées
- Échéancier accéléré des flux de trésorerie liés aux frais de démantèlement et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour endommagée du parc éolien de Kent Hills
- Comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise à chacun des trimestres de 2022 et aux premier et deuxième trimestres de 2023
- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills au quatrième trimestre de 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022
- Acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord au quatrième trimestre de 2021
- Mise en service du parc éolien Windrise au quatrième trimestre de 2021
- Suspension du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021
- Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en 2021
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022 et de la vente de matériel dans le secteur Gaz au troisième trimestre de 2021
- 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
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a donné lieu à une augmentation de l'amortissement minier inclus dans le coût du charbon. Réduction de valeur des stocks de charbon au troisième trimestre de 2021
- Réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon au troisième trimestre de 2021
- Fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain qui donnent lieu à des profits et des pertes de change sur les soldes de notre dette à long terme libellés en dollars américains qui ne sont pas désignés comme couvertures
- Fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôts sur le résultat d'un trimestre à l'autre. Diminution de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2022, principalement en raison d'un ajustement effectué aux États-Unis visant à alléger l'impôt au comptant lié à l'impôt anti-abus pour lutter contre l'érosion de la base d'imposition (Base Erosion and Anti-Abuse Tax («BEAT»))

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2022 au 30 juin 2023 :

	30 juin 2023	31 déc. 2022	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	952	1 134	(182)
Créances clients et autres débiteurs	1 098	1 589	(491)
Actifs de gestion du risque	225	709	(484)
Stocks	200	157	43
Autres actifs courants ¹	102	125	(23)
Total des actifs courants	2 577	3 714	(1 137)
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	77	161	(84)
Immobilisations corporelles, montant net	5 669	5 556	113
Autres actifs non courants ²	1 259	1 310	(51)
Total des actifs non courants	7 005	7 027	(22)
Total de l'actif	9 582	10 741	(1 159)
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	661	1 346	(685)
Passifs de gestion du risque	627	1 129	(502)
Impôts sur le résultat à payer	17	73	(56)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	132	178	(46)
Autres passifs courants ³	113	162	(49)
Total des passifs courants	1 550	2 888	(1 338)
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	3 454	3 475	(21)
Passifs de gestion du risque (non courants)	237	333	(96)
Autres passifs non courants ⁴	2 068	2 056	12
Total des passifs non courants	5 759	5 864	(105)
Total du passif	7 309	8 752	(1 443)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 475	1 110	365
Participations ne donnant pas le contrôle	798	879	(81)
Total des capitaux propres	2 273	1 989	284
Total du passif et des capitaux propres	9 582	10 741	(1 159)

1) Comprennent les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance 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 le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrats et les dividendes à verser.

4) Comprennent les titres échangeables, la provision pour frais de démantèlement et autres provisions à long terme, les passifs d'impôt différé, les passifs sur contrats et les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants.

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

Fonds de roulement

Les actifs courants ont diminué de 1 137 millions de dollars, passant de 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 2 577 millions de dollars au 30 juin 2023, en raison surtout de la baisse des créances clients associée à des recouvrements attribuables à une hausse des produits des activités ordinaires comptabilisés au cours du quatrième trimestre de 2022 et à une baisse des montants à recevoir dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Les actifs de gestion du risque ont diminué en raison de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats effectués depuis la fin de l'exercice. En outre, la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie résulte de l'augmentation des dépenses liées aux projets d'investissement de croissance et de l'achat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA. Ces diminutions ont été partiellement compensées par une augmentation des stocks due à la poursuite de la réception des livraisons de charbon prévues pendant un arrêt planifié à des fins d'entretien à l'unité 2 de la centrale Centralia.

Les passifs courants ont diminué de 1 338 millions de dollars, passant de 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 550 millions de dollars au 30 juin 2023, principalement en raison du paiement des dettes fournisseurs et charges à payer de fin d'exercice, y compris le règlement de l'obligation liée aux émissions de GES de 2022, de la baisse des charges à payer et des dettes fournisseurs dans le secteur Commercialisation de l'énergie et de la baisse des impôts sur le résultat à payer. Les passifs courants ont également diminué du fait que l'obligation sans recours de la centrale de Pingston, d'un montant de 46 millions de dollars, est arrivée à échéance et a été remboursée en mai 2023. En outre, les garanties détenues et les passifs de gestion du risque ont diminué en raison de la baisse des prix du marché ainsi que des règlements de contrats effectués depuis la fin de l'exercice. Au 30 juin 2023, la Société détenait des garanties au comptant reçues de néant (260 millions de dollars au 31 décembre 2022) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net.

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 1 027 millions de dollars au 30 juin 2023 (826 millions de dollars au 31 décembre 2022). L'augmentation de notre fonds de roulement s'explique surtout par la diminution des dettes fournisseurs de 685 millions de dollars et des passifs de gestion du risque de 502 millions de dollars, découlant principalement de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des créances clients et autres débiteurs de 491 millions de dollars en raison des recouvrements attribuables à une hausse des produits des activités ordinaires au cours du quatrième trimestre de 2022, à une baisse des montants à recevoir dans le secteur Commercialisation de l'énergie, à une baisse des actifs de gestion du risque de 484 millions de dollars découlant principalement de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats, et d'une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Actifs non courants

Les actifs non courants ont diminué de 22 millions de dollars pour s'établir à 7 005 millions de dollars au 30 juin 2023 par rapport à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022. La baisse des actifs de gestion du risque découle des variations des prix du marché sur plusieurs marchés et des règlements de contrats. Cette baisse a été en partie contrebalancée par un accroissement des ajouts d'immobilisations corporelles à hauteur de 476 millions de dollars principalement liées à la construction des projets de parcs éoliens Garden Plain, White Rock et Horizon Hill, au projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, à l'expansion du réseau de transport à Mount Keith de 132 kV, aux coûts de réfection de Kent Hills et à d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés. L'augmentation des immobilisations corporelles comprend également des révisions et des ajouts aux frais de démantèlement et de remise en état de 11 millions de dollars et des reprises de dépréciation d'actifs de 20 millions de dollars, le tout contrebalancé par un amortissement de 339 millions de dollars.

Passifs non courants

Les passifs non courants ont diminué de 105 millions de dollars pour s'établir à 5 759 millions de dollars au 30 juin 2023 par rapport à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022. La diminution découle essentiellement d'une baisse de 96 millions de dollars des passifs de gestion du risque attribuable aux règlements et à la fixation des prix des contrats, d'une diminution de 21 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives liées aux remboursements de la dette prévus de 64 millions de dollars, et de l'incidence défavorable de 54 millions de dollars des taux de change, à hauteur de 54 millions de dollars, le tout partiellement contrebalancé par des prélèvements plus importants sur les facilités de crédit, à hauteur de 87 millions de dollars.

Total des capitaux propres

Au 30 juin 2023, l'augmentation de 284 millions de dollars du total des capitaux propres était surtout attribuable au résultat net de 431 millions de dollars et aux profits sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 84 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par des distributions de 129 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, des rachats d'actions de 71 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA et des dividendes déclarés sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de 27 millions de dollars.

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 :

	30 juin 2023		31 déc. 2022	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	4	251	5
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	914	16	934	18
Facilité à terme	396	7	396	8
Divers	—	—	1	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(800)	(14)	(884)	(17)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	—	—	(20)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	761	13	678	14
Autres passifs				
Débiteures échangeables	342	6	339	6
Dette sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	90	2	94	2
Obligation d'OCP	229	4	241	4
Obligations locatives	109	2	112	2
Total de la dette nette³ – TransAlta Corporation	1 531	27	1 464	28
TransAlta Renewables				
Dette nette présentée de TransAlta Renewables				
Facilité de crédit consentie	130	2	32	1
Obligation de Pingston	—	—	45	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	185	3	202	4
Obligation du parc éolien de New Richmond	107	2	112	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	200	4	206	4
Obligation du parc éolien Windrise	167	3	170	3
Obligations locatives	24	—	23	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ⁴	(147)	(3)	(234)	(4)
Dette au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ⁵	114	2	123	2
Dette sans recours de South Hedland ⁵	670	12	711	14
Total de la dette nette³ – TransAlta Renewables	1 450	25	1 390	27
Total de la dette nette consolidée^{3, 6, 7}	2 981	52	2 854	55
Participations ne donnant pas le contrôle	798	14	879	17
Actions privilégiées échangeable ⁷	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 808	50	2 863	54
Actions privilégiées	942	17	942	18
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 275)	(40)	(2 695)	(51)
Total du capital	5 654	100	5 243	100

1) La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont présentés déduction faite du découvert bancaire.

2) Comprennent le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP liées aux obligations sans recours de TransAlta OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours, et comprennent également la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette, la valeur comptable de la dette connexe étant tributaire des variations des taux de change.

3) 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 pour plus de précisions, y compris les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

4) Comprennent un montant en trésorerie de 98 millions de dollars (112 millions de dollars australiens) détenu dans TransAlta Energy (Australia) PTY Ltd. et réservé pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.

5) TransAlta Renewables détient une participation financière dans les entités américaines, ce qui comprend le financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis de 90 millions de dollars américains (95 millions de dollars américains au 31 décembre 2022) et une participation financière dans les entités australiennes, ce qui comprend 774 millions de dollars australiens (786 millions de dollars australiens au 31 décembre 2022) de billets garantis de premier rang.

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

7) 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 2023 et 2025, un montant de 724 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 400 millions de dollars de dette avec recours lié à la facilité à terme, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Les titres échangeables de 750 millions de dollars peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

Facilités de crédit

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

Facilités de crédit	Montant total	Crédit utilisé			Échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation	1 250	264	—	986	T2 2027
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	3	131	566	T2 2027
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	180	—	60	T2 2025
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	447	531	1 612	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	151	—	99	S. O.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	98	—	52	S. O.
Total des facilités sans engagement	400	249	—	151	

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. Les lettres de crédit prélevées sur les facilités sans engagement réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consortiales consenties.

En juin 2023, la facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation et la facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables ont été modifiées et leur date d'échéance a été prorogée du 30 juin 2026 au 30 juin 2027. Les facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation ont également été modifiées et leur date d'échéance a été prorogée du 30 juin 2024 au 30 juin 2025.

Dette sans recours

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, 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 deuxième trimestre de 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP et de TAPC Holdings LP. Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés et TAPC Holdings LP a subi l'incidence d'une hausse des taux d'intérêt en 2023. Les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du deuxième trimestre ne seront pas distribués avant le calcul du prochain ratio de couverture du service de la dette au troisième trimestre de 2023. Au 30 juin 2023, un montant en trésorerie de 65 millions de dollars était assujéti à ces restrictions financières (50 millions de dollars au 31 décembre 2022). En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Intérêt sur la dette	51	40	101	81
Intérêt sur les débiteures échangeables	8	8	15	15
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	14	14
Produits d'intérêts	(16)	(4)	(31)	(7)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(13)	(3)	(26)	(4)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2	4	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	3	5	11	11
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	1	(3)	—	(3)
Désactualisation des provisions	13	10	27	19
Charge d'intérêts nette	56	62	115	129

La charge d'intérêts nette pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison d'une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant de la hausse des dépenses d'investissement dans des projets de croissance et des produits d'intérêts attribuables à l'augmentation des soldes de trésorerie et à des taux d'intérêt favorables. Le tout a en partie été contrebalancé par les intérêts sur les emprunts sur la facilité de crédit et l'augmentation de la charge au titre de la désactualisation des provisions.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	3 août 2023	30 juin 2023	31 déc. 2022
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	263,4	263,4	268,1
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	10,0
Série D	1,0	1,0	1,0
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	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ¹	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation	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 30 juin 2023, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 30 juin 2022) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société dont les actions ordinaires se négocient à la TSX 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 TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») (50,01 % au 30 juin 2022) qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales. La centrale de Sheerness était alimentée au bicarburant en 2021.

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 filiales.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 12 millions de dollars et de 32 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TA Cogen a augmenté respectivement de 12 millions de dollars et de 28 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes en 2022, surtout en raison de l'augmentation des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Le résultat net de TransAlta Renewables attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle est resté inchangé pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 et a augmenté de 4 millions de dollars pour la période de six mois close le 30 juin 2023 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022. L'augmentation pour la période six mois close le 30 juin 2023 s'explique principalement par les reprises de dépréciation d'actifs et la baisse de l'amortissement, le tout en partie contrebalancé par la baisse des produits des activités ordinaires, la diminution des dommages-intérêts au parc éolien Windrise, la baisse des recouvrements d'assurance et l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. L'augmentation des produits financiers liés aux filiales de TransAlta est attribuable à une augmentation des dividendes australiens au premier trimestre par rapport à ceux de l'exercice précédent. Se reporter à la note 8 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions.

Le 10 juillet 2023, la Société a conclu un accord visant à acquérir la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, sous réserve de l'approbation des actionnaires de TransAlta Renewables. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Autre analyse consolidée

Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2022, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Transport	—	2	2	3	4	56	67
Total	—	2	2	3	4	56	67

Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites. Le tableau ci-dessus comprend la modification progressive aux termes des contrats de transport, comparativement aux montants présentés dans les états financiers consolidés annuels audités de 2022.

Éventualités

Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 37 des états financiers consolidés annuels audités de 2022. Les changements importants aux éventualités sont décrits ci-après.

Crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») au titre des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques»)

Le Balancing Pool a prétendu avoir droit à 1 750 000 CRE gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Les CRE faisant l'objet d'un différend ont une valeur comptable de néant, car ils ont été générés en interne. Le Balancing Pool a revendiqué la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE devaient être transférés au Balancing Pool. TransAlta a contesté cette réclamation. Les parties ont conclu un accord confidentiel et cette affaire est maintenant résolue.

Centrale de Brazeau – Demandes de permis de forage pour l'examen d'activités de fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator («AER») a publié un décret sur le sous-sol qui ne permet aucune fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui autorise la fracturation hydraulique dans toutes les formations (sauf la formation Duvernay) à une distance de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – devait avoir lieu du 27 février au 10 mars 2023, mais a été ajournée pour permettre à la Première Nation O'Chiese d'intervenir et de présenter des observations. Bien que nous n'ayons pas encore de nouvelle date d'audience, nous nous attendons à ce que les demandes soient entendues, au plus tôt, au quatrième trimestre de 2023.

La Société est d'avis que les activités de fracturation hydraulique ayant lieu à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau posent un risque inacceptable et que les demandes devraient être rejetées.

Centrale de Brazeau – Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande d'instance contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta visant à obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation de l'accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la fracturation hydraulique à proximité de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé son exposé de la défense, qui affirme, entre autres, que la Société : i) tente d'usurper la compétence de l'AER; et ii) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). La durée prévue du procès est de deux semaines à compter du 26 février 2024.

Garden Plain

Garden Plain I LP, une filiale en propriété exclusive de la Société, a retenu les services d'un fournisseur externe pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. Le fournisseur a connu des retards de calendrier, des difficultés liées à la construction et des dépassements de coûts importants, ce qui a entraîné des retards, et il a réclamé 49 millions de dollars en dommages-intérêts. La Société conteste l'intégralité de cette réclamation et introduit une demande reconventionnelle. Les parties ont entamé la procédure de résolution du litige.

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les périodes de six mois closes les 30 juin 2023 et 2022 :

	Six mois clos les 30 juin		Augmentation (diminution)
	2023	2022	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	1 134	947	187
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	473	322	151
Activités d'investissement	(367)	(166)	(201)
Activités de financement	(280)	(201)	(79)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(8)	(4)	(4)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	952	898	54

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de six mois close le 30 juin 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison principalement de l'augmentation des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par des variations défavorables plus importantes du fonds de roulement et la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et des coûts de conformité liés au carbone.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout de ce qui suit :

- Hausse des dépenses en trésorerie consacrées aux projets de croissance et aux travaux de remise en état du parc éolien de Kent Hills dans les immobilisations corporelles (275 millions de dollars), contrebalancée en partie par les éléments suivants :
 - Variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie liée surtout au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (42 millions de dollars)
 - Hausse du produit de la vente d'immobilisations corporelles (25 millions de dollars)
 - Moins d'ajouts aux immobilisations incorporelles au cours de l'exercice (17 millions de dollars)

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, en raison surtout de ce qui suit :

- Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (57 millions de dollars)
- Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (55 millions de dollars)
- Augmentation des remboursements de la dette à long terme (50 millions de dollars)

le tout partiellement contrebalancé par la hausse des emprunts nets aux termes des facilités de crédit de la Société (87 millions de dollars).

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2022 et aux notes 10 et 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2023 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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

Au 30 juin 2023, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 376 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022). Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2022.

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, 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 et de six mois closes les 30 juin 2023 et 2022. 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 de 2022 et de nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, 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», «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels pour le quatrième trimestre», «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

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.

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.
- Les ajustements apportés aux profits et aux pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes ont été comptabilisés dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- 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 chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

Ajustements des autres produits d'exploitation, montant net

- Les recouvrements d'assurance liés à l'effondrement d'une tour au parc éolien de Kent Hills ne sont pas inclus, car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.

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

- Les imputations pour dépréciation d'actifs et les reprises de dépréciation d'actifs ne sont pas incluses puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- 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 du parc éolien 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 International, LLC 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

- Les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuck, 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 sont reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.

- Nous procédons à des ajustements 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 en 2021 (regroupés au poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- Les autres ajustements comprennent les paiements et encaissements au titre des crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, et comprennent les distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 aux rubriques «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 «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 du BAIIA ajusté déconsolidé sur les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés sont des mesures financières supplémentaires que la Société utilise pour présenter le BAIIA ajusté sur une base déconsolidée. 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 fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Placements comptabi- lisés selon la méthode de la mise en équivalence ²	Ajuste- ments de reclassement	Selon les IFRS	
							Total			
Produits des activités ordinaires	168	86	251	121	3	1	630	(5)	—	625
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(1)	(8)	56	(3)	93	—	137	—	(137)	—
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	(48)	—	(52)	—	52	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	13	—	—	—	13	—	(13)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	—	—	1	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	167	78	320	118	49	1	733	(5)	(103)	625
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	7	85	90	—	1	188	—	—	188
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	7	84	90	—	1	187	—	1	188
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	25	—	—	—	25	—	—	25
Marge brute	162	71	211	28	49	—	521	(5)	(104)	412
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	18	50	14	6	32	134	—	—	134
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	4	4	1	—	—	10	(1)	—	9
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(1)	(9)	—	—	—	(10)	—	—	(10)
BAIIA ajusté ²	147	50	166	13	43	(32)	387			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										(1)
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(173)
Reprises de dépréciation d'actifs										13
Charge d'intérêts nette										(56)
Perte de change										8
Profit à la vente d'actifs et autres										5
Résultat avant impôts sur le résultat										79

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 :

	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	105	96	127	96	36	1	461	(3)	—	458
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	15	128	—	(56)	—	87	—	(87)	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(10)	—	75	—	65	—	(65)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	—	—	2	—	2	—	(2)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	105	111	262	96	57	1	632	(3)	(171)	458
Coûts du combustible et des achats d'électricité	6	6	147	71	—	1	231	—	—	231
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	6	6	146	71	—	1	230	—	1	231
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	12	(4)	—	—	9	—	—	9
Marge brute	99	104	104	29	57	—	393	(3)	(172)	218
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	15	45	17	7	23	117	—	—	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	4	4	1	—	—	10	(1)	—	9
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(10)	(10)	—	—	—	(20)	—	—	(20)
Reclassements et ajustements										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	(7)	(20)
BAIIA ajusté ²	88	88	65	11	50	(23)	279			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(115)
Reprises de dépréciation d'actifs										24
Charge d'intérêts nette										(62)
Profit de change										9
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Perte avant impôt sur le résultat										(22)

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de six mois clos le 30 juin 2023 :

	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	293	201	746	388	95	1	1 724	(10)	—	1 714
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(2)	(8)	(8)	(17)	109	—	74	—	(74)	—
Perte réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	(17)	—	(103)	—	(120)	—	120	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	26	—	—	—	26	—	(26)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	8	—	—	—	8	—	(8)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	—	—	1	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	291	193	755	371	102	1	1 713	(10)	11	1 714
Coûts du combustible et des achats d'électricité	10	16	215	271	—	1	513	—	—	513
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	10	16	213	271	—	1	511	—	2	513
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	57	—	—	—	57	—	—	57
Marge brute	281	177	485	100	102	—	1 145	(10)	9	1 144
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	26	35	91	31	20	56	259	(1)	—	258
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	7	8	2	—	—	19	(1)	—	18
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(20)	—	—	—	(23)	—	—	(23)
BAIIA ajusté ²	253	138	406	67	82	(56)	890			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										8
Amortissement										(349)
Reprises de dépréciation d'actifs										16
Charge d'intérêts nette										(115)
Perte de change										5
Profit à la vente d'actifs et autres										5
Résultat avant impôts sur le résultat										462

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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 suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de six mois close le 30 juin 2022 :

	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	182	191	561	202	62	2	1 200	(7)	—	1 193
Reclassements et ajustements										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	28	(34)	11	(46)	—	(41)	—	41	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(7)	—	65	—	58	—	(58)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	22	—	—	—	22	—	(22)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	182	219	553	213	81	2	1 250	(7)	(50)	1 193
Coûts du combustible et des achats d'électricité	10	14	278	165	—	2	469	—	—	469
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	10	14	276	165	—	2	467	—	2	469
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	30	(3)	—	—	28	—	—	28
Marge brute	172	204	247	51	81	—	755	(7)	(52)	696
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	21	31	89	33	14	41	229	—	—	229
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	6	8	2	—	—	18	(1)	—	17
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(17)	(20)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
Reclassements et ajustements										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(10)	(20)	—	—	—	(30)	—	(7)	(37)
BAIIA ajusté ²	149	177	170	16	67	(41)	538			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										11
Amortissement										(232)
Reprises de dépréciation d'actifs										66
Charge d'intérêts nette										(129)
Profit de change										11
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										220

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a 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.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	11	(129)	473	322
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	408	260	366	(24)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	419	131	839	298
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	5	2	8	5
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	13	11	26	22
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	7	8	7	8
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(52)	65	(120)	58
Divers ³	(1)	3	5	8
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	391	220	765	399
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(44)	(31)	(64)	(48)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(10)	(25)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(53)	(30)	(129)	(72)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(3)	(5)	(4)
Flux de trésorerie disponibles⁴	278	145	541	253
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	264	271	266	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	1,48	0,81	2,88	1,47
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	1,05	0,54	2,03	0,93

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

2) Comprennent des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021.

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, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 rapproche le BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA ajusté ^{1, 4}	387	279	890	538
Provisions	1	—	4	10
Charge d'intérêts	(38)	(50)	(83)	(104)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible ²	42	(13)	(18)	(25)
Profit (perte) de change réalisé(e)	1	13	(6)	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(9)	(7)	(16)	(14)
Autres éléments sans effet de trésorerie	7	(2)	(6)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	391	220	765	399
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(44)	(31)	(64)	(48)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(10)	(25)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(53)	(30)	(129)	(72)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(3)	(5)	(4)
Flux de trésorerie disponibles³	278	145	541	253

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

2) La Société a engagé une charge d'impôt exigible moins élevée pour 2023 compte tenu de la réorganisation interne achevée au deuxième trimestre de 2023, ce qui lui a permis d'appliquer les attributs fiscaux qui n'étaient auparavant pas disponibles en raison des limites fiscales canadiennes, au résultat imposable au Canada.

3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. 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» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

4) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 la période close le 30 juin :

Trois mois clos les 30 juin	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté ¹		Résultat avant impôts sur le résultat ²	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	144	159	5	7		
Énergie éolienne et énergie solaire ³	812	1 072	43	68		
Gaz ³	816	734	58	56		
Siège social	—	—	(6)	(5)		
TransAlta Renewables avant ajustements	1 772	1 965	100	126	18	36
Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation	(707)	(784)	(40)	(50)	(7)	(14)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	1 065	1 181	60	76	11	22
Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	472	374	142	81		
Énergie éolienne et énergie solaire	47	—	7	20		
Gaz	1 699	1 832	108	9		
Transition énergétique	606	290	13	11		
Commercialisation de l'énergie	—	—	43	50		
Siège social	—	—	(26)	(18)		
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	3 889	3 677	347	229	72	(36)
Participations ne donnant pas le contrôle	707	784	40	50	7	14
TransAlta – Consolidé	4 596	4 461	387	279	79	(22)

- 1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.
- 2) Les montants de TransAlta Renewables comprennent son résultat avant impôts sur le résultat comme présenté plus le résultat avant impôts sur le résultat des actifs dans lesquels elle détient une participation financière moins les produits financiers liés aux filiales de TransAlta.
- 3) Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.

Six mois clos les 30 juin	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté ¹		Résultat avant impôts sur le résultat ²	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	171	200	4	8		
Énergie éolienne et énergie solaire ³	2 006	2 341	120	156		
Gaz ³	1 618	1 669	116	112		
Siège social	—	—	(12)	(11)		
TransAlta Renewables avant ajustements	3 795	4 210	228	265	91	69
Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation	(1 514)	(1 680)	(91)	(106)	(36)	(28)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	2 281	2 530	137	159	55	41
Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	751	705	249	141		
Énergie éolienne et énergie solaire	50	—	18	21		
Gaz	4 069	3 562	290	58		
Transition énergétique	1 903	1 343	67	16		
Commercialisation de l'énergie	—	—	82	67		
Siège social	—	—	(44)	(30)		
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	9 054	8 140	799	432	426	192
Participations ne donnant pas le contrôle	1 514	1 680	91	106	36	28
TransAlta – Consolidé	10 568	9 820	890	538	462	220

- 1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.
- 2) Les montants de TransAlta Renewables comprennent son résultat avant impôts sur le résultat comme présenté plus le résultat avant impôts sur le résultat des actifs dans lesquels elle détient une participation financière moins les produits financiers liés aux filiales de TransAlta.
- 3) 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 nette ajustée sur le BAIIA ajusté

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 586	3 653
Titres échangeables	342	339
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(947)	(1 118)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671
Divers ⁴	—	(20)
Dettes nette ajustée⁵	3 652	3 525
BAIIA ajusté⁶	1 986	1 634
Dettes nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	1,8	2,2

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) Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire.

3) 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. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises, y compris celles classées en tant que dette.

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (néant pour la période close le 30 juin 2023) 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).

5) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien Skookumchuck, une contrepartie 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.

6) 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 de service de la dette. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté de la période close le 30 juin 2023 était inférieur à celui de la période close le 31 décembre 2022 en raison de la hausse du BAIIA ajusté et des remboursements de la dette, en partie contrebalancés par la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

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

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

	Trois mois clos le 30 juin 2023			Trois mois clos le 30 juin 2022		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	147	5		88	7	
Énergie éolienne et énergie solaire	50	43		88	68	
Gaz	166	58		65	56	
Transition énergétique	13	—		11	—	
Commercialisation de l'énergie	43	—		50	—	
Siège social	(32)	(6)		(23)	(5)	
BAIIA ajusté	387	100	287	279	126	153
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(47)			(15)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			18			—
BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta			295			175

	Six mois clos le 30 juin 2023			Six mois clos le 30 juin 2022		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	253	4		149	8	
Énergie éolienne et énergie solaire	138	120		177	156	
Gaz	406	116		170	112	
Transition énergétique	67	—		16	—	
Commercialisation de l'énergie	82	—		67	—	
Siège social	(56)	(12)		(41)	(11)	
BAIIA ajusté	890	228	662	538	265	273
Déduire : BAIIA ajusté de TA Cogen			(103)			(29)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			59			10
BAIIA ajusté déconsolidé de TransAlta			693			329

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, 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 30 juin 2023 et 2022 sont comme suit :

	Trois mois clos le 30 juin 2023			Trois mois clos le 30 juin 2022		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11	41		(129)	28	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	408	(4)		260	19	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	419	37		131	47	
Ajustements :						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	13	—		11	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre	7	—		8	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise	5	—		2	—	
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(52)	—		65	—	
Produits financiers – participations financières	—	(3)		—	(3)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ¹	—	63		—	50	
Divers ²	(1)	—		3	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	391	97	294	220	94	126
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
Distributions au partenaire de TA Cogen			(28)			(4)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			303			159

1) 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.

2) 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, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

	Six mois clos le 30 juin 2023			Six mois clos le 30 juin 2022		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	473	108		322	131	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	366	(2)		(24)	2	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	839	106		298	133	
Ajustements :						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	26	—		22	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre	7	—		8	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise	8	—		5	—	
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	(120)	—		58	—	
Produits financiers – participations financières	—	(26)		—	(22)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ¹	—	115		—	99	
Divers ²	5	—		8	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	765	195	570	399	210	189
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Distributions au partenaire de TA Cogen			(79)			(22)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			566			242

- 1) 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.
- 2) 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, 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 aux mesures 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	30 juin 2023	31 déc. 2022
Dette nette ajustée ¹	3 652	3 525
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables ²	147	234
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(813)	(790)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ³	(784)	(834)
Dette nette déconsolidée	2 202	2 135
BAIIA ajusté déconsolidé^{4, 5}	1 517	1 153
Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁶ (multiple)	1,5	1,9

1) La dette nette ajustée est une mesure non conforme aux IFRS. 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) Comprennent la trésorerie détenue dans TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. et réservée pour le financement futur de projets de croissance en Australie par TransAlta Renewables.

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

4) 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 et à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour la composition du BAIIA ajusté.

5) Douze derniers mois.

6) 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.

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé de la période close le 30 juin 2023 s'est amélioré par rapport à celui de la période close le 31 décembre 2022, la hausse du BAIIA ajusté déconsolidé ayant plus que compensé l'augmentation de la dette nette déconsolidée.

Perspectives pour 2023

Nos perspectives annuelles mettent en évidence des prévisions de flux de trésorerie toujours solides pour 2023 et, par conséquent, nous avons revu à la hausse les prévisions financières relatives au BAIIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles pour l'exercice 2023 afin de refléter l'amélioration des conditions du marché et un solide rendement d'exploitation. Notre portefeuille reste bien positionné pour profiter de la vigueur continue que nous observons sur le marché de la production marchande de l'Alberta. La Société se concentre sur le redéploiement de ces flux de trésorerie vers la croissance de notre base d'actifs d'électricité propre visés par des contrats.

La Société ne prévoit pas modifier ses attentes à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2023 à la suite de l'arrangement récemment annoncé en vertu duquel la Société acquerra la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

Le tableau suivant présente nos attentes mises à jour à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2023 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible mise à jour pour 2023	Cible initiale pour 2023	Résultats réels de 2022
BAIIA ajusté ^{1, 2}	De 1 700 millions de dollars à 1 800 millions de dollars	De 1 200 millions de dollars à 1 320 millions de dollars	1 634 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 850 millions de dollars à 950 millions de dollars	De 560 millions de dollars à 660 millions de dollars	961 millions de dollars
Dividende	Aucun changement	0,22 \$ 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 «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.

2) Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a revu à la hausse les prévisions de 2023 relatives au BAIIA ajusté et aux flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus à ce jour et de nos attentes pour le reste de l'exercice.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2023

Marché	Hypothèses mises à jour pour 2023	Hypothèses initiales pour 2023
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 150 \$ à 170 \$	De 105 \$ à 135 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 90 \$ US à 100 \$ US	De 75 \$ US à 85 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	2,50 \$	4,60 \$

La sensibilité du prix au comptant en Alberta à une variation de plus ou moins 1 \$/MWh devrait avoir une incidence de plus ou moins 4 millions de dollars sur le BAIIA ajusté pour 2023.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2023

	Attentes mises à jour pour 2023	Attentes initiales pour 2023
Dépenses d'investissement de maintien	Aucun changement	De 140 millions de dollars à 170 millions de dollars
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars	De 90 millions de dollars à 110 millions de dollars

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	T3 2023	T4 2023	Exercice 2024	Exercice 2025
Production visée par des couvertures (GWh)	2 012	1 558	4 506	2 423
Prix couvert (\$/MWh)	116 \$	84 \$	82 \$	83 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	18 millions	15 millions	44 millions	22 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,27 \$	2,26 \$	2,64 \$	3,62 \$

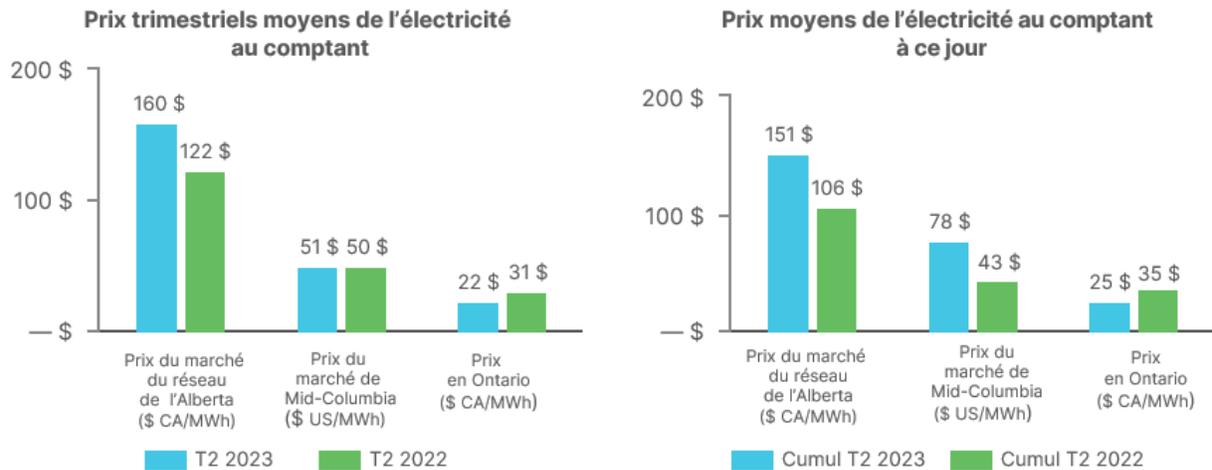
Pour plus de précisions sur nos perspectives financières et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2023» de notre rapport de gestion annuel de 2022.

Activités d'exploitation

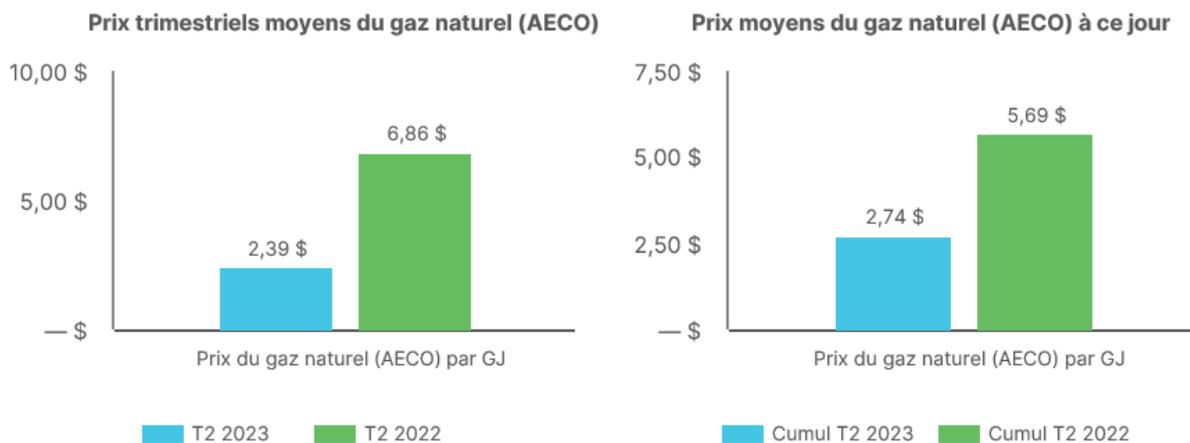
L'information qui suit est une mise à jour de nos hypothèses sur lesquelles se fondent nos perspectives pour 2023.

Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les prix de 2023 qui se fondent sur diverses hypothèses et qui pourraient changer.



Pour 2023, nous constatons une hausse des prix marchands en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique par rapport à nos fourchettes de prévisions. En Alberta, la hausse des prix devrait découler d'un resserrement des conditions d'approvisionnement en raison des interruptions prolongées, de retards dans la mise en service des nouveaux actifs, des annonces relatives au transport qui limitent les importations ainsi que de la tendance favorable des prix de l'électricité et du gaz naturel dans les marchés limitrophes qui fait croître la demande d'exportation. Une hausse des prix dans le Nord-Ouest Pacifique est attribuable à des conditions hydrologiques inférieures à la normale pour cette région. Les prix de l'électricité en Ontario en 2023 devraient être moins élevés qu'en 2022 en raison de la baisse des prix du gaz naturel en dépit des interruptions continues liées à la remise en état des centrales nucléaires.



Les prix du gaz naturel de l'AECO pour la période de six mois close le 30 juin 2023 étaient moins élevés que ceux des périodes correspondantes de 2022 en raison principalement de l'accroissement de la production et des niveaux de stockage en Alberta et en Amérique du Nord.

L'objectif de notre stratégie de gestion de portefeuille en Alberta est d'équilibrer les possibilités et les risques, et d'offrir des stratégies d'optimisation qui couvrent l'ensemble de nos placements, ce qui inclut un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi. Nous pouvons être plus ou moins couverts au cours d'une période donnée, et nous prévoyons atteindre nos cibles annuelles au moyen d'une combinaison de couverture par des contrats à terme de gré à gré et de vente de la production sur le marché au comptant. Les actifs du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont gérés comme un portefeuille afin de maximiser la valeur globale de la production et de la capacité de nos centrales hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques. La couverture financière est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont principalement liées à notre portefeuille d'actifs alimentés au gaz et, de façon opportune, attribuées à notre portefeuille de centrales hydroélectriques plutôt qu'à une seule centrale.

Dépenses d'investissement de maintien

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

	Dépenses pour les trois mois clos le 30 juin 2023	Dépenses à ce jour pour les six mois clos le 30 juin 2023	Dépenses prévues en 2023
Total des dépenses d'investissement de maintien	44	64	140-170

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 a augmenté respectivement de 13 millions de dollars et de 16 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des dépenses liées aux améliorations locatives et aux technologies de l'information associées au déménagement des bureaux du siège social de la Société et aux travaux d'entretien d'envergure planifiés dans les centrales alimentées au gaz.

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

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

Les unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ont été mises hors service en raison de la défaillance de la tour survenue en septembre 2021. Cet événement a entraîné la mise hors service temporaire d'environ 150 MW de capacité de production brute pour permettre à la Société de remplacer les fondations des 50 éoliennes du parc. L'interruption prolongée devrait entraîner un manque à gagner sur les produits d'environ 3 millions de dollars par mois sur une base annualisée (dans la mesure où 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. La remise en service des éoliennes a commencé et les éoliennes restantes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills seront remises en service dès que leur fondation aura été remplacée et qu'elles auront été réassemblées et testées.

La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est bien avancée. Les tours ont toutes été entièrement démontées, et les travaux de démolition et de retrait des fondations sont terminés. Toutes les fondations sont maintenant en place. Vingt-sept éoliennes ont été entièrement réassemblées. Les éoliennes sont mises et remises en service au fur et à mesure de leur achèvement. À ce jour, dix turbines ont été remises en service et les éoliennes restantes devraient être remises en service au deuxième semestre de 2023. Les dépenses d'investissement totales sont maintenant estimées à environ 140 millions de dollars, ce qui comprend une indemnité d'assurance. Les dépenses d'investissement comprennent des montants destinés à des réparations ponctuelles de pales résultant d'évaluations de leur état rendues possibles grâce au programme de réfection.

Au premier trimestre de 2023, la Société a signifié et déposé un exposé de la demande devant la Cour du Banc du Roi du Nouveau-Brunswick contre certains défendeurs qui, selon elle, sont responsables de la défaillance des fondations des éoliennes aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ou y ont contribué. La demande vise l'obtention de dommages-intérêts pour compenser les pertes de profits, les coûts de remplacement et d'autres coûts liés aux travaux de restauration des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, déduction faite de tout recouvrement d'assurance. La capacité de la Société à recouvrer quelque montant demeure incertaine pour le moment.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 2,3 milliards de dollars, dont 0,9 milliard de dollars en trésorerie, ce qui dépasse largement les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

Stratégie et capacité de produire des résultats

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, sécuritaire, fiable et à faible coût, 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, et par l'augmentation de la demande et les projections de croissance dans le secteur des énergies renouvelables, notamment du fait des entreprises qui cherchent à atteindre leurs cibles liées aux questions ESG. Pour en savoir plus sur l'évolution de la réglementation, se reporter à la rubrique «Nouveautés en matière de réglementation» du présent rapport de gestion.

Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses cibles de croissance stratégiques et son plan de croissance de l'électricité propre sur cinq ans. Dans le cadre du plan de croissance de l'électricité propre, nos priorités pour 2023 comprennent :

- Prise d'une décision définitive en matière d'investissement dans de nouveaux projets d'énergie propre de 500 MW au Canada, aux États-Unis et en Australie
- Ajout d'au moins 1 500 MW de nouveaux sites à notre filière de développement

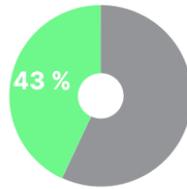
Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les technologies hydroélectrique, éolienne et solaire, augmentera à 70 % d'ici la fin de 2025. L'objectif à long terme en matière de décarbonation de la Société est d'atteindre la carboneutralité d'ici 2045. Le plan de croissance de l'électricité propre sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie actuels, les fonds provenant des activités d'exploitation et le financement des actifs.

En date du 3 août 2023, nous poursuivons nos progrès vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.

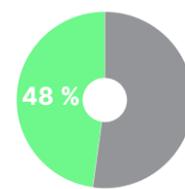
Capacité provenant
d'énergies renouvelables
ciblée de 2 GW



Investissement ciblé
de 3,6 G\$



BAIIA annuel moyen
supplémentaire ciblé
de 315 M\$



 % de la cible atteint

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 3,6 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	Des projets d'énergie renouvelable et de transport de 678 MW sont en cours de construction, et la mise en service devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023 et au premier semestre de 2024. La Société travaille actuellement sur d'autres projets de 418 MW à un stade de développement avancé en vue de la prise d'une décision d'investissement définitive. En juillet, la Société a annoncé son intention d'acquérir la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par la Société. La transaction apportera une contribution économique découlant d'une capacité de production supplémentaire de 1 187 MW et augmentera la proportion des actifs de la Société visés par des contrats.
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars.	En voie de réalisation	Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 151 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire, notamment grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord ainsi qu'aux projets de croissance et de transport de 678 MW actuellement en construction.
	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.	En voie de réalisation	La Société travaille activement au développement de la filière. Au deuxième trimestre de 2023, la Société a acquis une possibilité d'aménagement d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 160 MW et une capacité combinée de projets éoliens potentiels de 300 MW aux États-Unis et en Australie.
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.	En voie de réalisation	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 en 2021 et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité en 2022 et en 2021.
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.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 2,3 milliards de dollars au 30 juin 2023. La Société a remis aux actionnaires 71 millions de dollars par voie de rachats d'actions en 2023 dans le cadre de l'OPRA. La Société a augmenté le dividende annuel sur les actions ordinaires de 10 % pour le porter à 0,22 \$ par an à compter du 1 ^{er} janvier 2023.
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.	En voie de réalisation	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 réalisé un placement en titres de capitaux propres 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. La Société s'est également engagée à investir 25 millions de dollars américains au cours des quatre prochaines années dans le Fonds Frontier d'Energy Impact Partners, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille. Au total, la Société a investi 14 millions de dollars dans ce fonds au 30 juin 2023.

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
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.	En voie de réalisation	<p>La Société communique activement avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant le projet fédéral de Règlement sur l'électricité propre. TransAlta continue de fournir des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité.</p> <p>La Société continue de collaborer avec le gouvernement du Canada sur les détails de conception des crédits d'impôt à l'investissement et du financement pour les technologies propres présentés dans le budget de 2023 du gouvernement du Canada.</p>

Croissance

Nous avons établi notre portefeuille de projets de croissance potentiels et continuons à le faire croître. Notre portefeuille comprend 418 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 4 191 MW à 5 291 MW de projets aux premiers stades de développement.

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, nous avons élargi notre portefeuille de projets de croissance potentiels de 630 MW.

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.

Total du projet (en millions)										
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ ²	BAIIA annuel moyen ³	État	
Canada										
Garden Plain	Énergie éolienne	AB	130	190 \$ — 200 \$	183 \$	S2 2023	17	14 \$-15 \$	<ul style="list-style-type: none"> Entièrement visé par des contrats Mise en service définitive en cours 	
États-Unis										
White Rock	Énergie éolienne	OK	300	500 \$ US — 520 \$ US	391 \$ US	S1 2024	—	48 \$ US-52 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons des composantes d'éoliennes en cours Travaux de construction en cours 	
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	320 \$ US — 330 \$ US	258 \$ US	S1 2024	—	32 \$ US-34 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons des composantes d'éoliennes terminées Travaux de construction en cours 	
Australie										
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU — 73 \$ AU	64 \$ AU	S2 2023	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Construction en voie d'achèvement Mise en service en cours Projet en voie d'être achevé au deuxième semestre de 2023 	
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	54 \$ AU — 57 \$ AU	34 \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU – 7 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Installation des lignes de transport et des transformateurs terminée Les travaux de construction restants vont bon train Projet en voie d'être achevé au deuxième semestre de 2023 	
Total⁴			678	1 391 \$ — 1 447 \$	1 137			134 \$ - 145 \$		

1) S1 est défini comme le premier semestre de l'exercice. 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) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

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 ¹	Type	Région	Date d'achèvement prévue	MW	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen ²
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	2025	100	250 \$-270 \$	23 \$-25 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SEC	Gaz	Australie-Occidentale	2025	94	180 \$ AU-200 \$ AU	24 \$ AU-28 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	2024	180	195 \$-215 \$	17 \$-20 \$
Expansion du réseau de transport en Australie	Transport	Australie-Occidentale	2024	s. o.	70 \$ AU-75 \$ AU	7 \$ AU-8 \$ AU
Pinnacle 1 et 2	Gaz	Alberta	2025	44	60 \$-70 \$	12 \$-15 \$
Total³				418	733 \$-805 \$	80 \$-93 \$

- 1) Les projets à un stade de développement avancé approchent de la prise de décision d'investissement définitive et n'ont pas obtenu l'approbation finale du conseil d'administration à la date de clôture.
- 2) Cet élément n'est pas défini, 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.
- 3) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2023.

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	Date d'achèvement prévue ¹	MW
Canada				
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	2026	300
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2028	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	2026	115
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	2026	57
Possibilité liée au stockage par batteries au Canada	Batteries	Nouveau-Brunswick	2025	10
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	À partir de 2027	370
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain	Hydroélectricité	Alberta	2028-2030	160
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	2037	300-900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta	Divers	Alberta	À déterminer	250-500
Total				1 802 – 2 652
États-Unis				
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	2026	185
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	2028	225
Monument Road	Énergie éolienne	Nebraska	2025	152
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	2026	242
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	2027	130
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2027	50
Parc solaire en Oklahoma	Énergie solaire	Oklahoma	2026	100
Milligan 3	Énergie éolienne	Nebraska	2026	126
Autres projets éoliens et solaires potentiels	Énergie éolienne et énergie solaire	Divers	À partir de 2025	659
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Divers	Washington	À déterminer	250-500
Total				2 119 – 2 369
Australie				
Projets potentiels en Australie	Gaz, énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	À partir de 2025	220
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2026	50
Total				270
Canada, États-Unis et Australie				Total 4 191 – 5 291

1) La date d'achèvement des projets potentiels est à déterminer.

Principales méthodes comptables 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 :

Provision pour frais de démantèlement et de remise en état

La Société comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement. La provision initiale pour frais de démantèlement et ses 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 cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 19 millions de dollars par rapport au 31 décembre 2022. Les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une augmentation de 16 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence à long terme du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué pour s'établir dans une fourchette de 6,8 % à 9,5 % au 30 juin 2023, alors qu'ils se situaient dans une fourchette de 7,0 % à 9,7 % au 31 décembre 2022, ce qui a entraîné une augmentation correspondante des immobilisations corporelles de 11 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 5 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

Reprises de dépréciation des immobilisations corporelles

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur existe ou qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit la juste valeur diminuée des coûts de la sortie ou la valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Une dépréciation comptabilisée au cours d'une période antérieure est reprise s'il y a eu un changement dans les estimations utilisées pour déterminer la valeur recouvrable de l'actif.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la Société a comptabilisé des reprises de dépréciation d'actifs, déduction faite des imputations pour dépréciation respectivement de 13 millions de dollars et de 16 millions de dollars. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés résumés non audités pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023.

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

Modifications à l'IAS 12 ayant trait à l'impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

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

Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et ont été adoptées par la Société à cette date. Les méthodes comptables de la Société sont conformes aux modifications et aucune incidence financière n'a découlé de leur application.

Modifications comptables futures

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. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, aucune modification supplémentaire aux méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société n'a été relevée.

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 2022 et à la note 11 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 2022.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» du rapport de gestion annuel de 2022 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Canada

Plan climatique fédéral

En avril 2021, le gouvernement du Canada a annoncé une révision de la cible de réduction des gaz à effet de serre («GES») par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, la faisant passer de 40 % à 45 %.

En 2022, le ministère Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») du gouvernement du Canada a publié le cadre proposé pour le Règlement sur l'électricité propre («REP») visant à rendre le secteur canadien de l'électricité carboneutre d'ici 2035. ECCC poursuit son travail sur cette proposition et prévoit maintenant publier un projet de règlement à la fin du troisième trimestre de 2023.

Dans le budget fédéral de 2023, le gouvernement a annoncé des catégories de crédits d'impôt à l'investissement («CII») supplémentaires et d'autres détails visant à appuyer la transition vers la carboneutralité. Les CII devraient favoriser les investissements dans les technologies carboneutres dans le secteur de l'électricité. Le 6 juin 2023, le ministère des Finances a lancé des consultations pour recueillir des commentaires sur les détails de conception relatifs aux composantes CII incluses dans le budget 2023.

Tarifification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 21 juin 2018, la loi fédérale canadienne intitulée *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* («LTPGES») est entrée en vigueur. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral a instauré un prix national sur les émissions de GES. Des modifications à l'annexe 4 de la LTPGES ont été apportées en octobre 2022. Ces modifications visaient à harmoniser la redevance pour émissions des installations avec la trajectoire de prix de la pollution par le carbone révisée du gouvernement, soit 65 \$ par tonne de CO₂ en 2023, avec des augmentations de 15 \$ par année pour atteindre 170 \$ par tonne d'ici 2030.

Le 12 avril 2023, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement modifiant l'annexe 2 de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre, modifiant le Règlement sur la redevance sur les combustibles et abrogeant le Règlement relatif à la partie 1 de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (Alberta)*, en vertu des articles 166 et 168 de la LTPGES. Le règlement modificatif ajoute un nouveau tableau à l'annexe 2 de la LTPGES qui spécifie les taux de la redevance sur les combustibles jusqu'en 2030. Ces taux tiennent compte de l'augmentation annuelle du prix de la pollution par le carbone de 15 \$ par tonne de 2023 à 2030 (de 65 \$ par tonne en 2023-2024 à 170 \$ par tonne en 2030-2031). Cette modification ne devrait pas avoir d'incidence sur la Société, puisqu'elle a obtenu un certificat d'exemption de la redevance sur les combustibles du fait qu'elle est assujettie au règlement *Technology Innovation and Emissions Reduction* de l'Alberta et aux normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario.

Alberta

Le 19 avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a publié le document *Emissions Reduction and Energy Development Plan*, dans lequel la province s'engage à réaliser son aspiration visant une économie carboneutre d'ici 2050. Le plan établit l'approche de l'Alberta afin de renforcer sa position de chef de file à l'échelle mondiale en matière de réduction des émissions, de technologie propre et d'innovation, tout en demeurant concurrentielle sur le plan du développement durable des ressources. Le plan s'appuie sur huit principes stratégiques et présente les mesures, possibilités et nouveaux engagements qui aideront à réduire les émissions et à maintenir la sécurité énergétique.

Le 3 août 2023, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que la province suspendait les approbations de l'Alberta Utilities Commission pour les nouveaux projets de mise en valeur d'énergie renouvelable de plus d'un mégawatt jusqu'au 29 février 2024. La Société participera aux consultations qui seront tenues par le gouvernement de l'Alberta relativement à la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable dans la province et continuera d'évaluer les incidences et les possibilités lorsque les détails seront connus.

États-Unis

Le 21 mars 2022, la Securities and Exchange Commission («SEC») des États-Unis a publié un projet de règles afin d'améliorer et d'uniformiser les informations à fournir en lien avec les changements climatiques destinées aux investisseurs. Les règles proposées s'articulent 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 temporels, des incidences sur les modèles opérationnels et de l'impact d'événements liés au climat. La SEC cherche à obtenir des commentaires sur les règles proposées avant leur finalisation et nous nous attendons à

ce que les règles finales posent des difficultés juridiques. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières et la SEC ont toutes deux indiqué qu'elles publieront probablement leurs règles sur les informations à fournir en lien avec les changements climatiques en 2023. La Société est disposée à évaluer les informations qu'elle doit fournir afin de se conformer aux nouvelles règles dès leur entrée en vigueur.

Le 16 août 2022, le président Biden a promulgué l'*Inflation Reduction Act of 2022* («IRA»). La loi prévoit l'investissement d'environ 369 milliards de dollars américains dans des programmes de sécurité énergétique et de lutte contre les changements climatiques au cours des dix prochaines années. L'administration estime que cet investissement permettra de réduire d'environ 40 % les émissions de carbone à l'échelle nationale d'ici 2030, de réduire les coûts énergétiques et d'augmenter la production d'énergie propre. Le 22 mars 2023, le département du Trésor a publié une feuille de route afin de préciser le calendrier pour ce qui est des indications qu'il reste à fournir sur les diverses composantes des incitatifs fiscaux liés aux énergies renouvelables et à l'hydrogène de l'IRA. Le 4 avril 2023, des indications additionnelles ont été publiées concernant le crédit d'impôt bonifié (CII et CIP) pour les collectivités énergétiques au titre de l'IRA visant des projets, des installations et des technologies situés dans des collectivités énergétiques afin de faciliter la localisation des régions susceptibles d'être admissibles au crédit bonifié pour les collectivités énergétiques. La carte inclut les régions dont une part importante des revenus d'emploi ou des revenus de taxation provient des combustibles fossiles et qui présentent un taux de chômage supérieur à la moyenne. Le 14 juin 2023, le département du Trésor a publié des indications sur le contenu national, le paiement direct et la transférabilité des crédits fiscaux. La publication d'indications supplémentaires sur le CII relatif à l'hydrogène propre et sur les normes sur les salaires en vigueur et les possibilités d'apprentissage est prévue.

Le 11 mai 2023, l'Agence de protection de l'environnement (l'«EPA») des États-Unis a annoncé une proposition de nouvelles normes sur les émissions de dioxyde de carbone («CO₂»), en vertu de l'article 111 du *Clean Air Act*, pour les centrales alimentées au charbon et au gaz d'ici 2030. Le contrat d'achat d'électricité proposait des limites de CO₂ pour divers sous-ensembles de centrales électriques nouvelles et existantes, notamment : i) les nouvelles turbines à combustion alimentées au gaz; ii) les centrales au charbon existantes; iii) les unités de production de vapeur alimentées au pétrole et au gaz; et iv) certaines turbines à combustion alimentées au gaz existantes. Si ces règlements sont mis en œuvre, ils compléteront les investissements récents du Congrès dans l'IRA et la loi bipartisane sur les infrastructures, ainsi que d'autres règlements du *Clean Air Act* sur les émissions atmosphériques ambiantes et toxiques. L'EPA a prolongé la période de consultation publique de 60 jours dans le cadre de la proposition jusqu'au 8 août 2023. La Société ne prévoit pas d'incidence sur ses activités pour le moment.

Australie

Depuis le début du mandat du Parti travailliste le 21 mai 2022, l'Australie a rehaussé son engagement en matière de contributions déterminées au niveau national afin de faire passer l'objectif de réduction des émissions du pays pour 2030 à 43 % par rapport aux niveaux de 2005. Elle a également confirmé son intention de faire passer la production d'électricité renouvelable à 82 % de l'approvisionnement en électricité d'ici 2030.

Le premier ministre Anthony Albanese a agi rapidement pour mettre en œuvre l'une des principales politiques énergétiques de son gouvernement, le plan *Powering Australia* axé sur l'électricité. Ce plan comprend l'initiative *Rewiring the Nation*, qui fournira un financement de 20 milliards de dollars australiens afin de soutenir le plan de réseau intégré de l'Australian Energy Market Operator visant à moderniser le réseau de transport et à accroître la pénétration des énergies renouvelables; le *Powering the Regions Fund* (1,9 milliard de dollars australiens), qui vise à soutenir les initiatives de décarbonation du secteur, à créer de nouveaux secteurs d'activité axés sur l'énergie propre et à favoriser le développement de la main-d'œuvre; et le *National Reconstruction Fund*, un financement de 15 milliards de dollars australiens destiné à la diversification et à la transformation de l'économie et de l'industrie de l'Australie, notamment grâce à des investissements dans les métaux écologiques, à la production de composantes liées aux énergies propres et au déploiement de technologies à faibles émissions.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler à distance en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et 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 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.

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef 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 des finances ont conclu que, en date du 30 juin 2023, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Comptes de résultat consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires (note 3)	625	458	1 714	1 193
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 4)	188	231	513	469
Coûts de conformité liés au carbone (note 12)	25	9	57	28
Marge brute	412	218	1 144	696
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 4)	134	117	258	229
Amortissement	173	115	349	232
Reprises de dépréciation d'actifs (note 5)	(13)	(24)	(16)	(66)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	9	18	17
Autres produits d'exploitation, montant net	(10)	(20)	(23)	(37)
Résultats d'exploitation	119	21	558	321
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	2	1	4
Produits tirés des contrats de location-financement	4	6	8	11
Charge d'intérêts nette (note 6)	(56)	(62)	(115)	(129)
Profit de change	8	9	5	11
Profit à la vente d'actifs et autres	5	2	5	2
Résultat avant impôts sur le résultat	79	(22)	462	220
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 7)	(18)	37	31	73
Résultat net	97	(59)	431	147
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	74	(70)	368	116
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	23	11	63	31
	97	(59)	431	147
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	74	(70)	368	116
Dividendes sur actions privilégiées (note 18)	12	10	12	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	62	(80)	356	106
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	264	271	266	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 17)	0,23	(0,30)	1,34	0,39

Voir les notes jointes.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Résultat net	97	(59)	431	147
Autres éléments du résultat global				
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	3	18	3	36
Profits de réévaluation à la juste valeur des placements de tiers, déduction faite des impôts	—	1	—	—
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	3	19	3	36
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(13)	8	(13)	(6)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des investissements dans des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ²	8	(13)	9	(3)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	23	(69)	52	(151)
Reclassement en résultat net des pertes (profits) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	(8)	(3)	32	(18)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	10	(77)	80	(178)
Autres éléments du résultat global	13	(58)	83	(142)
Total du résultat global	110	(117)	514	5
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	106	(102)	466	44
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	4	(15)	48	(39)
	110	(117)	514	5

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 (respectivement 5 millions de dollars et 11 millions de dollars au 30 juin 2022).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 (néant au 30 juin 2022).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de respectivement 7 millions de dollars et 15 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 (recouvrement de respectivement 22 millions de dollars et 44 millions de dollars au 30 juin 2022).

4) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de respectivement 1 million de dollars et 10 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023 (charge de respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars au 30 juin 2022).

Voir les notes jointes.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	30 juin 2023	31 déc. 2022
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	952	1 134
Liquidités soumises à restrictions (note 16)	41	70
Créances clients et autres débiteurs (note 9)	1 098	1 589
Charges payées d'avance	61	33
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	225	709
Stocks (note 12)	200	157
Actifs détenus en vue de la vente	—	22
	2 577	3 714
Actifs non courants		
Placements (note 13)	138	129
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	120	129
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	77	161
Immobilisations corporelles (note 14)		
Coût	14 382	14 012
Amortissement cumulé	(8 713)	(8 456)
	5 669	5 556
Actifs au titre de droits d'utilisation	122	126
Immobilisations incorporelles	235	252
Goodwill	464	464
Actifs d'impôt différé	19	50
Autres actifs	161	160
Total de l'actif	9 582	10 741
Passifs courants		
Découvert bancaire	5	16
Dettes fournisseurs et charges à payer (note 9)	661	1 346
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 15)	63	70
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	627	1 129
Partie courante des passifs sur contrats	5	8
Impôts sur le résultat à payer	17	73
Dividendes à verser (notes 17 et 18)	40	68
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 16)	132	178
	1 550	2 888
Passifs non courants		
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 16)	3 454	3 475
Titres échangeables	742	739
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 15)	679	659
Passifs d'impôt différé	358	352
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	237	333
Passifs sur contrats	12	12
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	277	294
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 17)	2 808	2 863
Actions privilégiées (note 18)	942	942
Surplus d'apport	28	41
Déficit	(2 179)	(2 514)
Cumul des autres éléments du résultat global	(124)	(222)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 475	1 110
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	798	879
Total des capitaux propres	2 273	1 989
Total du passif et des capitaux propres	9 582	10 741

Engagements et éventualités (note 19)
Événements postérieurs à la date de clôture (note 22)
Voir les notes jointes.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)								
Six mois clos le 30 juin 2023	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2022	2 863	942	41	(2 514)	(222)	1 110	879	1 989
Résultat net	—	—	—	368	—	368	63	431
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(4)	(4)	—	(4)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	84	84	—	84
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	3	3	—	3
Participations intersociétés et placements de tiers évalués à la JVAERG	—	—	—	—	15	15	(15)	—
Total du résultat global	—	—	—	368	98	466	48	514
Dividendes sur actions ordinaires (note 17)	—	—	—	(15)	—	(15)	—	(15)
Dividendes sur actions privilégiées (note 18)	—	—	—	(12)	—	(12)	—	(12)
Actions achetées en vertu d'une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») (note 17)	(65)	—	—	(6)	—	(71)	—	(71)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	10	—	(13)	—	—	(3)	—	(3)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(129)	(129)
Solde au 30 juin 2023	2 808	942	28	(2 179)	(124)	1 475	798	2 273

Six mois clos le 30 juin 2022	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2021	2 901	942	46	(2 453)	146	1 582	1 011	2 593
Résultat net	—	—	—	116	—	116	31	147
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(9)	(9)	—	(9)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(169)	(169)	—	(169)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	36	36	—	36
Participations intersociétés évaluées à la JVAERG	—	—	—	—	70	70	(70)	—
Total du résultat global	—	—	—	116	(72)	44	(39)	5
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(13)	—	(13)	—	(13)
Dividendes versés sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions achetées dans le cadre de l'OPRA (note 17)	(15)	—	—	(3)	—	(18)	—	(18)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	7	—	(18)	—	—	(11)	—	(11)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(72)	(72)
Solde au 30 juin 2022	2 893	942	28	(2 363)	74	1 574	900	2 474

Voir les notes jointes.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Activités d'exploitation				
Résultat net	97	(59)	431	147
Amortissement	173	115	349	232
Profit à la vente d'actifs et autres	(4)	(1)	(4)	(1)
Désactualisation des provisions (notes 6 et 15)	13	10	27	19
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 15)	(9)	(7)	(16)	(14)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 7)	24	24	13	48
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion du risque	151	89	87	(40)
Perte latente de change	—	3	2	1
Provisions	—	(1)	—	4
Reprises de dépréciation d'actifs (note 5)	(13)	(24)	(16)	(66)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements	3	(1)	2	(2)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(16)	(17)	(36)	(30)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	419	131	839	298
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(408)	(260)	(366)	24
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11	(129)	473	322
Activités d'investissement				
Ajouts d'immobilisations corporelles (note 14)	(192)	(129)	(476)	(201)
Ajouts d'immobilisations incorporelles	(3)	(2)	(6)	(23)
Liquidités soumises à restrictions (note 16)	4	3	27	25
Remboursement sur le prêt à recevoir	1	10	5	10
Placements (note 13)	(10)	—	(10)	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	4	2	27	2
Profit réalisé (perte réalisée) sur les instruments financiers	7	—	13	(1)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	13	11	26	22
Divers	(3)	(4)	(8)	7
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(6)	15	35	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(185)	(94)	(367)	(166)
Activités de financement				
Augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit (notes 16)	87	—	87	—
Remboursement de la dette à long terme (notes 16)	(80)	(34)	(109)	(59)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 17)	(15)	(13)	(30)	(27)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 18)	(12)	(10)	(25)	(20)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 17)	(39)	(3)	(73)	(18)
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires	2	—	4	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(53)	(30)	(129)	(72)
Diminution des obligations locatives	(3)	(3)	(5)	(4)
Frais de financement et autres	(2)	(2)	—	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(115)	(95)	(280)	(201)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(289)	(318)	(174)	(45)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(6)	(5)	(8)	(4)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(295)	(323)	(182)	(49)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	1 247	1 221	1 134	947
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	952	898	952	898
Impôts au comptant payés	33	26	70	44
Intérêts au comptant payés	77	60	139	107

Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

(Tous les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

1. Renseignements sur la Société

A. Description des activités

TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société») a été constituée en mars 1985 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. La Société est devenue une société ouverte en décembre 1992. Le siège social de la Société est situé à Calgary, en Alberta.

B. Base d'établissement

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

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

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

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats intermédiaires varient en raison des calendriers d'entretien des centrales, du caractère saisonnier de la demande d'électricité et des variations du prix de l'énergie. Par conséquent, les résultats résumés intermédiaires ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats annuels. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit, des finances et des risques au nom du conseil d'administration de TransAlta (le «conseil») le 3 août 2023.

C. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

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

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la reprise de dépréciation d'actifs (note 5) et à la provision pour frais de démantèlement et de remise en état (note 15).

Se reporter à la note 2 P) des états financiers consolidés annuels audités de 2022 de la Société pour de plus amples renseignements sur les jugements importants en matière de comptabilité et les principales sources d'incertitude relatives aux estimations.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

2. Méthodes comptables significatives

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 2022, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2023 et d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur.

A. Modifications comptables de la période considérée

Modifications à l'IAS 12 ayant trait à l'impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

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

Ces modifications sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et ont été adoptées par la Société à cette date. Les méthodes comptables de la Société sont conformes aux modifications et aucune incidence financière n'a découlé de leur application.

B. Modifications comptables futures

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 des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, aucune modification supplémentaire aux méthodes comptables futures ayant une incidence sur la Société n'a été relevée.

3. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de capacité et d'attributs environnementaux, de la location de centrales, et des activités d'optimisation des actifs, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Trois mois clos le 30 juin 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	12	52	94	2	—	—	160
Attributs environnementaux ¹	1	7	—	—	—	—	8
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	59	94	2	—	—	168
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	9	—	—	—	9
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	1	(187)	52	3	1	(130)
Produits tirés des activités de détail	153	17	333	67	—	—	570
Autres ⁴	2	4	2	—	—	—	8
Total des produits des activités ordinaires	168	81	251	121	3	1	625
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	1	7	—	2	—	—	10
Au fil du temps	12	52	94	—	—	—	158
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	59	94	2	—	—	168

- 1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.
- 2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.
- 3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.
- 4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis et de diverses autres sources.

Trois mois clos le 30 juin 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	13	55	112	2	—	—	182
Attributs environnementaux ¹	—	23	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	78	112	2	—	—	205
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	4	—	—	—	4
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(15)	(223)	66	36	1	(135)
Produits tirés des activités de détail	89	29	232	28	—	—	378
Autres ⁴	3	1	2	—	—	—	6
Total des produits des activités ordinaires	105	93	127	96	36	1	458
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	23	—	2	—	—	25
Au fil du temps	13	55	112	—	—	—	180
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	78	112	2	—	—	205

- 1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.
- 2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.
- 3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.
- 4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis et de diverses autres sources.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Six mois clos le 30 juin 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	16	111	193	5	—	—	325
Attributs environnementaux ¹	9	20	—	—	—	—	29
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	25	131	193	5	—	—	354
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	17	—	—	—	17
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	25	—	(158)	130	95	1	93
Produits tirés des activités de détail	239	51	690	253	—	—	1 233
Autres ⁴	4	9	4	—	—	—	17
Total des produits des activités ordinaires	293	191	746	388	95	1	1 714
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	9	20	—	5	—	—	34
Au fil du temps	16	111	193	—	—	—	320
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	25	131	193	5	—	—	354

- 1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.
- 2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.
- 3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.
- 4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis et de diverses autres sources.

Six mois clos le 30 juin 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	18	118	216	6	—	—	358
Attributs environnementaux ¹	1	30	—	—	—	—	31
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	19	148	216	6	—	—	389
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	—	—	8	—	—	—	8
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ³	—	(22)	(73)	114	62	2	83
Produits tirés des activités de détail	159	57	407	82	—	—	705
Autres ⁴	4	1	3	—	—	—	8
Total des produits des activités ordinaires	182	184	561	202	62	2	1 193
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	1	30	—	6	—	—	37
Au fil du temps	18	118	216	—	—	—	352
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	19	148	216	6	—	—	389

- 1) Les attributs environnementaux représentent les ventes d'attributs environnementaux qui ne sont pas combinées aux ventes d'électricité et autres.
- 2) Total des produits tirés des contrats de location provenant des contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.
- 3) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés. La volatilité des prix sur les marchés des produits de base peut varier considérablement d'une période à l'autre et faire fluctuer les positions de dérivés.
- 4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits tirés des crédits d'impôt à la production associés aux centrales éoliennes aux États-Unis et de diverses autres sources.

4. Charges selon leur nature

Charges liées aux coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi qu'aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

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

	Trois mois clos les 30 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2023		2022		2023		2022	
	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible – gaz	71	—	135	—	181	—	257	—
Coûts du combustible – charbon	25	—	9	—	79	—	48	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	6	—	5	—	14	—	12	—
Achats d'électricité	84	—	80	—	236	—	149	—
Salaires et avantages sociaux	2	66	2	56	3	130	3	114
Autres charges d'exploitation	—	68	—	61	—	128	—	115
Total	188	134	231	117	513	258	469	229

5. Reprises de dépréciation d'actifs

La Société a comptabilisé les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs qui suivent :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Secteurs :				
Hydroélectricité	(10)	6	(10)	6
Énergie éolienne et énergie solaire	—	21	(10)	21
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ¹	(3)	(51)	4	(93)
Reprises de dépréciation d'actifs	(13)	(24)	(16)	(66)

1) Variations liées aux révisions des taux d'actualisation et des flux de trésorerie des actifs mis hors service en 2023 et aux variations des fluctuations des taux d'actualisation, déduction faite des révisions des flux de trésorerie en 2022. Se reporter à la note 15 pour plus de détails.

Hydroélectricité

Au deuxième trimestre de 2023, des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie des actifs dépassait la valeur comptable en raison de la prolongation d'un contrat et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité pour deux centrales hydroélectriques, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité. Par suite du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation de 10 millions de dollars a été comptabilisée. La valeur recouvrable totale de 70 millions de dollars était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Le taux d'actualisation utilisé dans les évaluations des justes valeurs s'élevait à 6,32 %.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 6 millions de dollars à l'égard d'une centrale hydroélectrique en raison principalement de l'augmentation des taux d'actualisation. La valeur recouvrable de 30 millions de dollars était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au premier trimestre de 2023, des évaluations internes ont révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie des actifs dépassait la valeur comptable en raison des modifications apportées aux hypothèses sur les prix de l'électricité pour deux centrales éoliennes, ce qui a eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité. Par suite du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation de 10 millions de dollars a été comptabilisée. La valeur recouvrable totale de 253 millions de dollars était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Le taux d'actualisation utilisé dans les évaluations des justes valeurs s'élevait à 6,94 %.

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 21 millions de dollars à l'égard de trois centrales éoliennes en raison principalement de l'augmentation des taux d'actualisation. La valeur recouvrable de 289 millions de dollars était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie en utilisant la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

6. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Intérêt sur la dette	51	40	101	81
Intérêt sur les débetures échangeables	8	8	15	15
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables ¹	7	7	14	14
Produits d'intérêts	(16)	(4)	(31)	(7)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 14)	(13)	(3)	(26)	(4)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2	4	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	3	5	11	11
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	1	(3)	—	(3)
Désactualisation des provisions (note 15)	13	10	27	19
Charge d'intérêts nette	56	62	115	129

1) Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables (série I) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette à long terme et les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts. Le 26 juillet 2023, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées de série I au taux fixe de 1,745 % par action payable le 31 août 2023.

7. Impôts sur le résultat

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Charge (recouvrement) d'impôt exigible ¹	(42)	13	18	25
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	61	(10)	110	148
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	2	(4)	1	(7)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant des actifs d'impôt différé non comptabilisés ²	(39)	38	(98)	(93)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(18)	37	31	73
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(42)	13	18	25
Charge d'impôt différé	24	24	13	48
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(18)	37	31	73

- 1) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt exigible de 39 millions de dollars, comptabilisé au cours du deuxième trimestre de 2023 et inclus comme réduction de la charge d'impôt exigible. La Société a procédé à une réorganisation interne au cours du deuxième trimestre, ce qui lui a permis d'appliquer des attributs fiscaux, qui n'étaient pas disponibles auparavant en raison des limites fiscales canadiennes, au résultat imposable au Canada.
- 2) Les actifs d'impôt différé de la Société ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société au Canada et aux États-Unis détenues directement et à d'autres différences déductibles. La Société effectue une analyse de la recouvrabilité de ses actifs d'impôt de manière continue. Les ajustements visant la comptabilisation ou la radiation d'actifs d'impôts différés découlent de l'évaluation par la Société de la probabilité qu'un résultat imposable futur suffisant soit généré pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

8. Participations ne donnant pas le contrôle

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	18	6	41	13
TransAlta Renewables	5	5	22	18
	23	11	63	31
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	18	6	41	13
TransAlta Renewables	(14)	(21)	7	(52)
	4	(15)	48	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	28	5	79	22
TransAlta Renewables	25	25	50	50
	53	30	129	72

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	109	147
TransAlta Renewables	689	732
	798	879
Participations ne donnant pas le contrôle (en pourcentage)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	39,9	39,9

Le 10 juillet 2023, la Société a conclu un accord visant à acquérir la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, sous réserve de l'approbation des actionnaires de TransAlta Renewables. Se reporter à la note 22 pour plus de précisions.

9. Créances clients et autres débiteurs, et dettes fournisseurs

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Créances clients	699	1 165
Garanties fournies (note 11)	307	304
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	33	52
Prêt à recevoir	—	4
Impôts sur le résultat à recevoir	59	64
Créances clients et autres débiteurs	1 098	1 589

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Dettes fournisseurs et charges à payer	645	1 069
Intérêts à payer	16	17
Garanties détenues (note 11)	—	260
Dettes fournisseurs et charges à payer	661	1 346

10. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – classement et évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation.

b. Niveau II

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

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

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

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

c. Niveau III

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

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

Aucun changement n'est intervenu dans les processus d'évaluation, les techniques d'évaluation et les types de données d'entrée utilisées dans l'évaluation de la juste valeur de la Société au cours de la période. Pour plus de précisions, se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2022.

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 30 juin 2023 : niveau I – passif net de 76 millions de dollars (actif net de 23 millions de dollars au 31 décembre 2022), niveau II – passif net de 104 millions de dollars (actif net de 173 millions de dollars au 31 décembre 2022) et niveau III – passif net de 376 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023 découlent essentiellement des règlements de contrats et de la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés pour les contrats existants et les nouveaux contrats.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Le tableau suivant résume les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque liés aux produits de base de niveau III au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2023 et 2022 :

	Six mois clos le 30 juin 2023			Six mois clos le 30 juin 2022		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	(347)	(435)	(782)	285	(126)	159
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(5)	146	141	(207)	(268)	(475)
Variations découlant de la modification de contrats et des variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	(35)	(35)	—	(96)	(96)
Contrats réglés	116	172	288	(52)	56	4
Variation des taux de change	8	4	12	2	(1)	1
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période	(228)	(148)	(376)	28	(435)	(407)
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	3	—	3	(205)	—	(205)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	(116)	115	(1)	52	(365)	(313)
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs (passifs) nets détenus à la fin de la période	—	287	287	—	(309)	(309)

Au 30 juin 2023, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 90 millions de dollars (31 millions de dollars au 31 décembre 2022) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 466 millions de dollars (813 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont présentées dans le tableau suivant. Elles tiennent compte de l'incidence sur la juste valeur de l'actualisation, des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit; toutefois, l'incidence compensatoire potentielle des positions de niveau II n'est pas prise en compte. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité des prix et des corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Au		30 juin 2023		
Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+7 -89	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 60 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	+9 -12	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 60 \$ US
			Volatilité	80 % à 120 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+4 -4	Analyse de scénarios	Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 10 %
			Volume	96 % à 104 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+21 -26	Prévisions de prix à long terme	Coût de l'approvisionnement	Baisse de 1,70 \$ par MWh ou hausse de 1,80 \$ par MWh
			Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse ou hausse du prix de 6 \$ US
			Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Baisse du prix de 2 \$ US ou hausse de 4 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+36 -22	Prévisions de prix à long terme	Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 0 % ou hausse de 5 %
			Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 80 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+96 -31	Prévisions de prix à long terme	Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 31 % ou hausse de 5 %
			Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse ou hausse du prix de 2 \$ US
Autres	+20 -21		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 3 % ou hausse de 2 %

Au		31 décembre 2022		
Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation raisonnablement possible
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+15 -163	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 55 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	+14 -13	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 5 \$ US ou hausse de 55 \$ US
			Volatilité	80 % à 120 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+3 -21	Analyse de scénarios	Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 10 %
			Volume	96 % à 104 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+22 -18	Prévisions de prix à long terme	Coût de l'approvisionnement	Baisse de 0,50 \$ US par MWh ou hausse de 3,30 \$ US par MWh
			Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
			Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Baisse ou hausse du prix de 2 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+47 -25	Prévisions de prix à long terme	Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 0 % ou hausse de 5 %
			Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 85 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+74 -28	Prévisions de prix à long terme	Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 28 % ou hausse de 5 %
			Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse ou hausse du prix de 2 \$ US
Autres	+18 -19		Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse de 2 % ou hausse de 5 %

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

i. Ventes d'électricité à long terme – États-Unis

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

Le contrat est libellé en dollars américains. Le dollar américain n'a pas varié de façon importante par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2022 et le 30 juin 2023, et a eu une incidence importante sur la juste valeur de base ou la valeur de sensibilité.

ii. Livraison de charbon – États-Unis

La Société est partie à un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages jusqu'au 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

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

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

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

La Société a conclu un contrat à long terme fondé sur les écarts visant l'enlèvement de la totalité de la production de son parc éolien Big Level d'une capacité de 90 MW. Le contrat à long terme fondé sur les écarts jumelé à la vente de l'électricité produite dans l'interconnexion de PJM au cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie respecte le prix contractuel fixe par MWh selon une approximation de la production. Aux termes du contrat fondé sur les écarts, si le cours du marché est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le cours du marché est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence au client. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Le contrat arrive à échéance en décembre 2034. Le contrat est comptabilisé comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires.

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

La Société a conclu deux contrats d'achat d'électricité virtuels («CAÉV») visant l'enlèvement de la totalité de la production de son projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW. Les CAÉV, jumelés à la vente d'électricité produite sur le marché énergétique de l'Alberta au prix du pool, respectent les prix contractuels fixes par MWh. Aux termes des CAÉV, si le prix du pool est moins élevé que le prix contractuel fixe, le client paie la différence à la Société et si le prix du pool est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence au client. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Les deux CAÉV entrent en vigueur dès la mise en service du parc et ont une durée moyenne pondérée d'environ 17 ans.

En plus des CAÉV, la Société a conclu un «contrat de transition» d'une durée initiale de 16 mois, soit du 1^{er} septembre 2021 au 31 décembre 2022, qui demeurera finalement en vigueur au prix de l'un des CAÉV, jusqu'à la date du début des activités commerciales. Le client est également autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux.

La composante énergie de ces contrats est comptabilisée comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires.

vi. Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis

La Société a conclu deux CAÉV à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW. Les CAÉV, jumelés à la vente d'électricité produite sur le marché du Southwest Power Pool («SPP») des États-Unis au prix établi pour le nœud pertinent, respectent les prix contractuels fixes par MWh. Aux termes des CAÉV, si le prix du SPP est moins élevé que le prix contractuel fixe, les clients paient la différence à la Société et si le prix du SPP est plus élevé que le prix contractuel fixe, la Société rembourse la différence aux clients. Les clients sont également autorisés à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Les CAÉV entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens, ce qui devrait avoir lieu au premier semestre de 2024.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

La Société a également conclu un CAÉV visant l'enlèvement de la totalité de la production de son projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW. Le CAÉV, jumelé à la vente d'électricité produite sur le marché du SPP des États-Unis au prix établi pour le nœud pertinent, respecte le prix contractuel fixe par MWh. Aux termes du CAÉV, si le prix du SPP est moins élevé que le prix contractuel fixe révisé, le client paie la différence à la Société et si le prix du SPP est plus élevé que le prix contractuel fixe révisé, la Société rembourse la différence au client. Le client reste autorisé à prendre physiquement livraison des attributs environnementaux. Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société et le client du projet de parc éolien Horizon Hill ont modifié le CAÉV connexe. Le CAEV entre en vigueur dès la mise en service du parc éolien, laquelle est prévue pour le premier semestre de 2024.

La composante énergie de ces contrats est comptabilisée comme un dérivé. Les variations de la juste valeur sont présentées dans les produits des activités ordinaires. Les modifications apportées au CAEV de Horizon Hill n'ont pas changé la nature du contrat et la composante énergie continue d'être comptabilisée comme un dérivé.

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant un passif net d'une juste valeur de 6 millions de dollars au 30 juin 2023 (passif net de 6 millions de dollars au 31 décembre 2022), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 juin 2023	—	697	—	697	742
Dette à long terme au 30 juin 2023	—	3 156	—	3 156	3 453
Prêt à recevoir au 30 juin 2023	—	32	—	32	32
Titres échangeables au 31 décembre 2022	—	685	—	685	739
Dette à long terme au 31 décembre 2022	—	3 200	—	3 200	3 518
Prêt à recevoir au 31 décembre 2022	—	37	—	37	37

1) Comprend la partie courante.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, créances clients, garanties fournies, découvert bancaire, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties détenues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur des créances au titre des contrats de location-financement se rapproche de leur valeur comptable du fait que les montants à recevoir représentent les flux de trésorerie provenant des remboursements du principal et des intérêts.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 10 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022
Perte nette non amortie au début de la période	(213)	(102)
Nouveaux profits (pertes) initiaux	5	(29)
Variations découlant de la modification de contrats	32	—
Variation des taux de change	5	(1)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(12)	(12)
Perte nette non amortie à la fin de la période	(183)	(144)

11. Activités de gestion du risque

La Société est exposée au risque de marché en raison des variations des prix de produits de base, des taux de change, des taux d'intérêt, du risque de crédit et du risque de liquidité. Ces risques ont une incidence sur le résultat de la Société et sur la valeur des instruments financiers connexes qu'elle détient. Dans certains cas, la Société cherche à atténuer l'incidence de ces risques en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que les risques qu'elle assume respectent les objectifs internes de la Société et sa tolérance au risque. Pour plus de précisions sur les activités de gestion du risque de la Société, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de 2022.

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 30 juin 2023	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(144)	(247)	(391)
Non courants	(85)	(80)	(165)
Passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	(229)	(327)	(556)
Divers			
Courants	—	(11)	(11)
Non courants	—	5	5
Autres passifs nets de gestion du risque	—	(6)	(6)
Total des passifs nets de gestion du risque	(229)	(333)	(562)

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Au 31 décembre 2022	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(271)	(143)	(414)
Non courants	(76)	(96)	(172)
Passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	(347)	(239)	(586)
Divers			
Courants	—	(6)	(6)
Non courants	—	—	—
Autres passifs nets de gestion du risque	—	(6)	(6)
Total des passifs nets de gestion du risque	(347)	(245)	(592)

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

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

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

La valeur à risque («VaR») sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 juin 2023 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 4 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2022).

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

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

Au 30 juin 2023, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 25 millions de dollars (97 millions de dollars au 31 décembre 2022). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2023, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 26 millions de dollars (54 millions de dollars au 31 décembre 2022), dont un montant de 21 millions de dollars se rapportait aux CAÉV (26 millions de dollars au 31 décembre 2022).

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

II. Risque de crédit

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 juin 2023 :

	Note de qualité investissement (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	89	11	100	1 098
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	120
Actifs de gestion du risque ¹	82	18	100	302
Prêt à recevoir ²	—	100	100	32
Total				1 552

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

2) Comprennent un prêt à recevoir de 32 millions de dollars inclus dans les autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe.

Au 30 juin 2023, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 30 juin 2023, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés résumés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 35 millions de dollars au 30 juin 2023 (64 millions de dollars au 31 décembre 2022).

III. Risque de liquidité

La Société dispose de suffisamment de liquidités existantes pour rembourser ses dettes venant prochainement à échéance. Le prochain remboursement important de la dette est prévu en septembre 2024. Notre portefeuille d'actifs très diversifié, par type de combustible et par région d'exploitation et la solidité de nos actifs visés par des contrats à long terme assure la stabilité de nos flux de trésorerie.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite	Total
Découvert bancaire	5	—	—	—	—	—	5
Dettes fournisseurs et charges à payer	661	—	—	—	—	—	661
Dette à long terme ¹	57	526	141	143	283	2 347	3 497
Titres échangeables ²	—	—	750	—	—	—	750
Passifs de gestion du risque lié aux produits de base	323	170	7	14	10	32	556
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	13	(5)	(1)	—	—	(1)	6
Obligations locatives ³	(8)	3	3	4	4	127	133
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	105	198	172	164	152	818	1 609
Intérêt sur les titres échangeables ^{2, 4}	26	60	—	—	—	—	86
Dividendes à verser	40	—	—	—	—	—	40
Total	1 222	952	1 072	325	449	3 323	7 343

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

2) Les titres échangeables peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 12 millions de dollars qui devrait être reçu en 2023.

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

C. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2023, la Société avait fourni 307 millions de dollars (304 millions de dollars au 31 décembre 2022) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées et à certains services publics à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. Les services publics sont tenus de verser des intérêts sur le solde impayé. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés résumés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 juin 2023, la Société détenait un montant de néant (260 millions de dollars au 31 décembre 2022) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le principal lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est liée aux transactions prévoyant la livraison et aux transactions de dérivés financiers dans une position de passif net et est comptabilisée dans les dettes fournisseurs et charges à payer des états de la situation financière consolidés résumés.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences de notation. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

Au 30 juin 2023, la Société avait fourni une garantie de 343 millions de dollars (820 millions de dollars au 31 décembre 2022) sous la forme de lettres de crédit sur les transactions prévoyant la livraison et les transactions de dérivés financiers dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 206 millions de dollars à ses contreparties (656 millions de dollars au 31 décembre 2022).

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

12. Stocks

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

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Pièces et matériaux	85	83
Charbon	60	43
Crédits d'émission	53	27
Gaz naturel	2	4
Total	200	157

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

Au 30 juin 2023, la Société disposait de 1 109 181 crédits d'émission en stock qui ont été achetés en externe d'une valeur comptable de 53 millions de dollars (963 068 crédits d'émission d'une valeur comptable de 27 millions de dollars au 31 décembre 2022). La Société dispose également de 2 742 481 crédits d'émission admissibles des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité d'une valeur comptable de néant générés en interne (3 619 450 crédits d'émission au 31 décembre 2022). Cela comprend les crédits de rendement en matière d'émissions admissibles gagnés par les centrales hydroélectriques de l'Alberta qui faisaient auparavant l'objet d'un différend, lequel a depuis été résolu. Se reporter à la note 19 pour plus de précisions.

Les crédits d'émission peuvent être vendus en externe ou utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos centrales au gaz situées en Alberta où les coûts de conformité liés au carbone devraient augmenter, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone. En juin 2023, la Société a réglé l'obligation de conformité liée au carbone de 2022 au comptant. Les coûts de conformité liés au carbone liés à l'obligation de 2022 étaient de 50 \$ la tonne et a augmenté pour passer à 65 \$ la tonne au cours de l'exercice considéré.

13. Placements

Projet d'aménagement hydroélectrique par pompage de Tent Mountain

Le 24 avril 2023, la Société a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain («Tent Mountain»), un projet de stockage d'énergie hydroélectrique par pompage de 320 MW au stade préliminaire situé dans le sud-ouest de l'Alberta, auprès de Montem Resources Limited («Montem»). L'acquisition comprend les droits d'utilisation des terrains, les immobilisations corporelles et les droits de propriété intellectuelle associés au projet d'aménagement hydroélectrique par pompage. La Société a versé à Montem environ 8 millions de dollars à la clôture et les paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars peuvent devenir payables à Montem sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Montem contrôlent conjointement Tent Mountain, de sorte que la Société comptabilise sa participation dans la coentreprise comme un placement au moyen la méthode de la mise en équivalence.

14. Immobilisations corporelles

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 171 millions de dollars et 434 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction des projets de parcs éoliens Garden Plain, White Rock, Horizon Hill, du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et du projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, et à d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés. La Société a également continué ses travaux de réfection des unités du parc éolien de Kent Hills et a inscrit à l'actif des ajouts de respectivement 21 millions de dollars et 42 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023.

La provision pour frais de démantèlement a augmenté en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence du marché à long terme, ce qui a donné lieu à une augmentation de 11 millions de dollars (diminution de 106 millions de dollars au 30 juin 2022) des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Se reporter à la note 15 pour plus de précisions.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, la Société a incorporé des intérêts de respectivement 13 millions de dollars et 26 millions de dollars (respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars pour les périodes correspondantes closes le 30 juin 2022) dans le coût des immobilisations corporelles au cours de la construction à un taux moyen pondéré de 6,2 % (6,1 % au 30 juin 2022).

15. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

La variation des soldes de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-dessous :

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2022	688	41	729
Passifs contractés	1	4	5
Passifs réglés	(16)	(10)	(26)
Désactualisation (note 6)	26	1	27
Révisions des flux de trésorerie estimés	(2)	—	(2)
Révisions des taux d'actualisation	16	—	16
Reprises	—	(1)	(1)
Variation des taux de change	(6)	—	(6)
Solde au 30 juin 2023	707	35	742

Compris dans les états de la situation financière consolidés résumés :

Aux	30 juin 2023	31 déc. 2022
Partie courante	63	70
Partie non courante	679	659
Total de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	742	729

A. Démantèlement et remise en état

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 19 millions de dollars par rapport au 31 décembre 2022. Les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une augmentation de 16 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une diminution des taux d'actualisation, découlant principalement de la diminution des taux de référence à long terme du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont diminué pour s'établir dans une fourchette de 6,8 % à 9,5 % au 30 juin 2023, alors qu'ils se situaient dans une fourchette de 7,0 % à 9,7 % au 31 décembre 2022, ce qui a entraîné une augmentation correspondante des immobilisations corporelles de 11 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 5 millions de dollars liée aux actifs mis hors service.

B. Autres provisions

Les autres provisions incluent les provisions découlant des activités d'exploitation continues, les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs et les provisions pour contrats déficitaires. Les provisions pour contrats déficitaires découlent des décisions de ne plus exploiter de centrales alimentées au charbon au Canada. Les paiements liés aux contrats d'approvisionnement en charbon pour la centrale de Sheerness sont exigibles jusqu'en 2025. Au 30 juin 2023, le solde résiduel de la provision pour le contrat d'approvisionnement en charbon déficitaire était de 8 millions de dollars.

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

A. Montants dus aux termes des facilités de crédit

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

Facilité de crédit	Montant total	Crédit utilisé			Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts en trésorerie	Capacité disponible	
Facilités de crédit consenties					
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation	1 250	264	—	986	T2 2027
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	3	131	566	T2 2027
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	180	—	60	T2 2025
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	447	531	1 612	
Facilités de crédit sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	151	—	99	s. o.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	98	—	52	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	249	—	151	

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. Les lettres de crédit prélevées des facilités sans engagement réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consortiales consenties. Au 30 juin 2023, TransAlta avait consenti des garanties au comptant de 307 millions de dollars.

Ces facilités constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. En juin 2023, la facilité de crédit consortiale de TransAlta Corporation et la facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables ont été modifiées et leur date d'échéance a été prorogée du 30 juin 2026 au 30 juin 2027. Les facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation ont également été modifiées et leur date d'échéance a été prorogée du 30 juin 2024 au 30 juin 2025.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre la capacité consentie disponible de 1,4 milliard de dollars aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 0,9 milliard de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire. La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 juin 2023, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Remboursements

Le 8 mai 2023, l'obligation sans recours de Pingston Power Inc. est arrivée à échéance et a donné lieu à un remboursement total de 46 millions de dollars, composé de l'intérêt couru et du remboursement de principal.

C. Restrictions relatives à la dette sans recours et à d'autres dettes

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, 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 deuxième trimestre de 2023, à l'exception de Kent Hills Wind LP et de TAPC Holdings LP, qui a été touché par la hausse des taux d'intérêt. Les fonds de ces entités ne seront pas distribués avant le calcul du prochain ratio de couverture du service de la dette au troisième trimestre de 2023. Au 30 juin 2023, un montant de 65 millions de dollars (50 millions de dollars au 31 décembre 2022) en trésorerie était assujéti à certaines restrictions financières. Conformément à l'acte de

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

fiducie complémentaire, Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés. Un compte de réserve pour le remplacement des fondations a été créé conformément à l'acte de fiducie complémentaire, les fonds du compte servant à payer les coûts de remplacement des fondations. Le compte est financé chaque trimestre, la dernière obligation de financement prévue ayant été reçue le 31 mars 2023. Le solde du compte s'élève à 14 millions de dollars au 30 juin 2023 (65 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Au 30 juin 2023, la Société détenait des liquidités soumises à restrictions de 41 millions de dollars liées à l'obligation de TEC Hedland PTY Ltd. Les réserves de trésorerie doivent être détenues aux termes des accords commerciaux et aux fins du service de la dette, et pourront être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

En outre, certaines obligations sans recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

17. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

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

	Six mois clos les 30 juin			
	2023		2022	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	268,1	2 863	271,0	2 901
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA ¹	(6,1)	(65)	(1,4)	(15)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	0,8	6	0,9	6
Options d'achat d'action exercées	0,6	4	0,2	1
Émises et en circulation à la fin de la période	263,4	2 808	270,7	2 893

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

B. Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»)

Le 27 mars 2023, la Société a conclu un régime d'achat d'actions automatique aux termes duquel un courtier indépendant est autorisé à racheter des actions dans le cadre de l'OPRA au cours de la période d'interdiction totale des opérations du premier trimestre, et ce jusqu'au 30 mai 2023, date de fin du programme. Un total de 2 943 600 actions ont été rachetées au cours de la période d'interdiction totale des opérations.

Le 26 mai 2023, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2023 et se termine le 30 mai 2024.

L'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de la période se présente comme suit :

	30 juin 2023	31 déc. 2022
Total des actions rachetées ¹	6 112 900	4 342 300
Prix de rachat moyen par action	11,62	12,48
Coût total (en millions)	71	54
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	65	46
Montant comptabilisé dans le déficit	(6)	(8)

1) Au 31 décembre 2022, 164 300 actions ont été rachetées, mais n'ont pas été annulées en raison du délai entre la date de la transaction et la date de règlement. La Société a versé un montant de 52 millions de dollars en 2022 et le solde a été payé après la fin de l'exercice.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

C. Dividendes

Le 27 avril 2023, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,055 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2023.

Le 26 juillet 2023, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,055 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} octobre 2023.

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

18. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

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

Série ¹	30 juin 2023		31 déc. 2022	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	9,6	235	9,6	235
Série B	2,4	58	2,4	58
Série C	10,0	243	10,0	243
Série D	1,0	26	1,0	26
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de la période	38,6	942	38,6	942

1) Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables (série I) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette à long terme et les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

B. Dividendes

Le 26 juillet 2023, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 septembre 2023, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,41545 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,36588 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,48287 \$ par action sur les actions privilégiées de série D, de 0,43088 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

19. Engagements et éventualités

Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés à la note 37 des états financiers consolidés annuels audités de 2022, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires suivants au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes et des coentreprises.

Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 et par la suite	Total
Transport	—	2	2	3	4	56	67
Total	—	2	2	3	4	56	67

Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites. Le tableau ci-dessus comprend la modification progressive aux termes des contrats de transport, comparativement aux montants présentés dans les états financiers consolidés annuels audités de 2022.

Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et procédures fondées sur la loi ou la réglementation dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit. Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 37 des états financiers consolidés annuels audités de 2022. Les changements importants aux éventualités sont décrits ci-après.

Crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») au titre des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques»)

Le Balancing Pool a prétendu avoir droit à 1 750 000 CRE gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Les CRE faisant l'objet d'un différend ont une valeur comptable de néant, car ils ont été générés en interne. Le Balancing Pool a revendiqué la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE devaient être transférés au Balancing Pool. TransAlta a contesté cette réclamation. Les parties ont conclu un accord confidentiel et cette affaire est maintenant résolue.

Centrale de Brazeau – Demandes de permis de forage pour l'examen d'activités de fracturation hydraulique

Le 27 mai 2019, l'Alberta Energy Regulator («AER») a publié un décret sur le sous-sol qui ne permet aucune fracturation hydraulique dans un rayon de trois kilomètres de la centrale de Brazeau, mais qui autorise la fracturation hydraulique dans toutes les formations (sauf la formation Duvernay) à une distance de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. Par la suite, deux exploitants pétroliers et gaziers ont soumis des demandes à l'AER pour 10 permis de forage (qui comprennent des activités de fracturation hydraulique) dans un rayon de trois à cinq kilomètres de la centrale de Brazeau. L'audience réglementaire en vue de l'examen de ces demandes – procédure 379 – devait avoir lieu du 27 février au 10 mars 2023, mais a été ajournée pour permettre à la Première Nation O'Chiese d'intervenir et de présenter des observations. L'audience aura lieu au plus tôt au cours du quatrième trimestre de 2023.

Centrale de Brazeau – Réclamation contre le gouvernement de l'Alberta

Le 9 septembre 2022, la Société a déposé une demande d'instance contre le gouvernement de l'Alberta devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta visant à obtenir une déclaration selon laquelle : i) l'octroi de baux d'exploitation minière à moins de cinq kilomètres de la centrale de Brazeau constitue une violation de l'accord de 1960 entre la Société et le gouvernement de l'Alberta; et ii) le gouvernement de l'Alberta est tenu d'indemniser la Société pour tous les coûts ou dommages résultant des risques liés à la fracturation hydraulique à proximité de la centrale de Brazeau. Le 29 septembre 2022, le gouvernement de l'Alberta a déposé son exposé de la défense, qui affirme, entre autres, que la Société : i) tente d'usurper la compétence de l'AER; et ii) est en dehors du délai prévu en vertu de la *Limitations Act* (Alberta). La durée prévue du procès est de deux semaines à compter du 26 février 2024.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Garden Plain

Garden Plain I LP, une filiale en propriété exclusive de la Société, a retenu les services d'un fournisseur externe pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. Le fournisseur a connu des retards de calendrier, des difficultés liées à la construction et des dépassements de coûts importants, ce qui a entraîné des retards, et il a réclamé 49 millions de dollars en dommages-intérêts. La Société conteste l'intégralité de cette réclamation et introduit une demande reconventionnelle. Les parties ont entamé la procédure de résolution du litige.

20. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie par le président et chef de la direction de TransAlta (le «principal décideur opérationnel») dans le cadre de l'examen des secteurs de la Société pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. Les tableaux ci-après présentent le rapprochement du total des résultats sectoriels et du BAIIA ajusté avec le compte de résultat présenté selon les IFRS.

À des fins de présentation de l'information financière interne, l'information sur le résultat du placement de la Société dans Skookumchuck a été présentée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire au prorata. L'information au prorata reflète la quote-part de la Société de chacun des éléments du compte de résultat de Skookumchuck, poste par poste. L'information financière au prorata n'est pas présentée et n'est pas destinée à être présentée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, le placement dans Skookumchuck a été comptabilisé comme une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence.

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels ajustés présentés

I. Rapprochement du BAIIA ajusté avec le résultat avant impôts sur le résultat

Trois mois clos le 30 juin 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Transition 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	168	86	251	121	3	1	630	(5)	—	625
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(1)	(8)	56	(3)	93	—	137	—	(137)	—
Profit de change réalisé sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	(48)	—	(52)	—	52	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	13	—	—	—	13	—	(13)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	—	—	1	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	167	78	320	118	49	1	733	(5)	(103)	625
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	7	85	90	—	1	188	—	—	188
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	5	7	84	90	—	1	187	—	1	188
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	25	—	—	—	25	—	—	25
Marge brute	162	71	211	28	49	—	521	(5)	(104)	412
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	18	50	14	6	32	134	—	—	134
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	4	4	1	—	—	10	(1)	—	9
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(1)	(9)	—	—	—	(10)	—	—	(10)
BAIIA ajusté²	147	50	166	13	43	(32)	387			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										(1)
Produits tirés des contrats de location-financement										4
Amortissement										(173)
Reprises de dépréciation d'actifs										13
Charge d'intérêts nette										(56)
Profit de change										8
Profit à la vente d'actifs et autres										5
Résultat avant impôts sur le résultat										79

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Trois mois clos le 30 juin 2022	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	105	96	127	96	36	1	461	(3)	—	458
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	15	128	—	(56)	—	87	—	(87)	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(10)	—	75	—	65	—	(65)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Pertes latentes de change sur les produits de base	—	—	—	—	2	—	2	—	(2)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	105	111	262	96	57	1	632	(3)	(171)	458
Coûts du combustible et des achats d'électricité	6	6	147	71	—	1	231	—	—	231
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	6	6	146	71	—	1	230	—	1	231
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	12	(4)	—	—	9	—	—	9
Marge brute	99	104	104	29	57	—	393	(3)	(172)	218
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	15	45	17	7	23	117	—	—	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	4	4	1	—	—	10	(1)	—	9
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(10)	(10)	—	—	—	(20)	—	—	(20)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	(7)	(20)
BAlIA ajusté ²	88	88	65	11	50	(23)	279			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(115)
Reprises de dépréciation d'actifs										24
Charge d'intérêts nette										(62)
Profit de change										9
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										(22)

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

2) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Six mois clos le 30 juin 2023	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	293	201	746	388	95	1	1 724	(10)	—	1 714
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(2)	(8)	(8)	(17)	109	—	74	—	(74)	—
Perte de change réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	(17)	—	(103)	—	(120)	—	120	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	26	—	—	—	26	—	(26)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	8	—	—	—	8	—	(8)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	—	—	1	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	291	193	755	371	102	1	1 713	(10)	11	1 714
Coûts du combustible et des achats d'électricité	10	16	215	271	—	1	513	—	—	513
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	10	16	213	271	—	1	511	—	2	513
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	57	—	—	—	57	—	—	57
Marge brute	281	177	485	100	102	—	1 145	(10)	9	1 144
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	26	35	91	31	20	56	259	(1)	—	258
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	7	8	2	—	—	19	(1)	—	18
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(20)	—	—	—	(23)	—	—	(23)
BAlIA ajusté ²	253	138	406	67	82	(56)	890			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										8
Amortissement										(349)
Reprises de dépréciation d'actifs										16
Charge d'intérêts nette										(115)
Profit de change										5
Profit à la vente d'actifs et autres										5
Résultat avant impôts sur le résultat										462

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

2) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Six mois clos le 30 juin 2022	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	182	191	561	202	62	2	1 200	(7)	—	1 193
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	28	(34)	11	(46)	—	(41)	—	41	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(7)	—	65	—	58	—	(58)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	22	—	—	—	22	—	(22)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	182	219	553	213	81	2	1 250	(7)	(50)	1 193
Coûts du combustible et des achats d'électricité	10	14	278	165	—	2	469	—	—	469
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	10	14	276	165	—	2	467	—	2	469
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	30	(3)	—	—	28	—	—	28
Marge brute	172	204	247	51	81	—	755	(7)	(52)	696
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	21	31	89	33	14	41	229	—	—	229
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	6	8	2	—	—	18	(1)	—	17
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(17)	(20)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(10)	(20)	—	—	—	(30)	—	(7)	(37)
BAIIA ajusté ²	149	177	170	16	67	(41)	538			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										11
Amortissement										(232)
Reprises de dépréciation d'actifs										66
Charge d'intérêts nette										(129)
Profit de change										11
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										220

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

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

21. Transactions entre parties liées

Transactions avec des entreprises associées

Dans le cadre de l'émission des titres échangeables à Brookfield, la convention d'investissement donne le droit à Brookfield de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil de TransAlta. Par conséquent, elle est considérée comme une entreprise associée de la Société.

La Société peut, dans le cours normal des activités, conclure des transactions aux conditions du marché avec des parties liées, qui ont été évaluées à leur valeur d'échange et comptabilisées dans les états financiers consolidés, y compris des contrats d'achat et de vente d'électricité, des contrats de dérivés et des frais de gestion d'actifs. Les transactions et les soldes entre la Société et les entreprises associées ne sont pas éliminés. Se reporter aux notes 26 et 36 des états financiers consolidés annuels audités de 2022.

Les transactions avec Brookfield comprennent ce qui suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Ventes d'électricité	30	20	72	40

22. Événements postérieurs à la date de clôture

TransAlta Corporation fera l'acquisition de TransAlta Renewables Inc.

Le 10 juillet 2023, la Société et TransAlta Renewables ont conclu un accord d'arrangement définitif (l'«accord d'arrangement») en vertu duquel la Société acquerra la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, sous réserve de l'approbation des actionnaires de TransAlta Renewables.

En vertu de l'accord d'arrangement, chaque action de TransAlta Renewables sera échangée, au choix de chaque porteur d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, contre i) 1,0337 action ordinaire de TransAlta ou ii) 13,00 \$ en espèces. La contrepartie payable aux actionnaires de TransAlta Renewables est assujettie à un calcul au prorata fondé sur un nombre total maximal de 46 441 779 actions de TransAlta pouvant être émises aux actionnaires de TransAlta Renewables et sur un montant au comptant total maximal de 800 millions de dollars.

La contrepartie payable aux actionnaires de TransAlta Renewables représente une prime de 18,3 % fondée sur le cours de clôture des actions de TransAlta Renewables à la Bourse de Toronto («TSX») en date du 10 juillet 2023, et une prime de 13,6 % par rapport au cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours de l'action de TransAlta Renewables en date du 10 juillet 2023. La contrepartie totale versée aux actionnaires de TransAlta Renewables est évaluée à 1,4 milliard de dollars le 10 juillet 2023, dont 800 millions de dollars seront versés en espèces et le solde, en actions ordinaires de TransAlta. La société issue du regroupement exercera ses activités sous le nom de TransAlta et demeurera cotée à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York («NYSE»), respectivement sous les symboles «TA» et «TAC».

Une assemblée extraordinaire des actionnaires de TransAlta Renewables visant à examiner la transaction aura lieu le 26 septembre 2023 ou vers cette date. Si toutes les approbations sont reçues et que les autres conditions de clôture sont remplies, la transaction devrait être conclue au début d'octobre 2023.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

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

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 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.

CII

Le crédit d'impôt à l'investissement («CII») est un crédit d'impôt fédéral pour les investissements dans certains types de projets d'électricité propre admissibles.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière.

CRE

Crédits de rendement en matière d'émissions.

Cogénération

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

Contrat d'achat d'électricité («CAÉ»)

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

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

Désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et

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

Disponibilité

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

Disponibilité ajustée

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

Énergie thermique en Alberta

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada, renommé pour refléter la conversion actuelle des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz. Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keephills, 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. Ils correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

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. Ils correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

Fonds provenant des activités d'exploitation

Fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Ils correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la 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 hydrofluorocarbures et les perfluorocarbures.

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 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.

Interruption non planifiée

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

Mégawatt («MW»)

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

Mégawattheure («MWh»)

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

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

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

OPRA

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

Optimisation de la répartition

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

Régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

Le RAAA vise à faciliter les rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA, y compris à des moments où la Société ne serait normalement pas autorisée à effectuer des achats en raison de restrictions réglementaires ou de périodes d'interdiction totale des opérations qu'elle s'impose.

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.

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

TransAlta Place
Suite 1400, 1100 1 St SE
Calgary (Alberta) T2G 1B1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Agent des transferts

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

Site Web

www.computershare.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