



TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Rapport du troisième 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	RG34 Instruments financiers
RG5 Description des activités	RG35 Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS
RG6 Faits saillants	RG43 Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG10 Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG44 Perspectives pour 2023
RG13 Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG48 Stratégie et capacité de produire des résultats
RG22 Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG54 Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG25 Principales informations trimestrielles	RG55 Modifications comptables
RG27 Situation financière	RG55 Gouvernance et gestion du risque
RG29 Capital financier	RG55 Nouveautés en matière de réglementation
RG32 Autre analyse consolidée	RG58 Contrôles et procédures de communication de l'information
RG34 Flux de trésorerie	

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation aux 30 septembre 2023 et 2022 et pour les périodes de trois mois et de neuf 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 septembre 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 6 novembre 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 de Heartland (tel que défini ci-après) et de la totalité de ses activités en Alberta et en Colombie-Britannique, y compris la capacité à obtenir les approbations des organismes de réglementation et le moment de leur obtention; le BAIIA annuel moyen tiré de l'acquisition de Heartland et les autres avantages qui devraient découler de cette transaction; 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; le caractère saisonnier de la production des centrales éoliennes et hydroélectriques; les perspectives de la Société pour 2023, y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles, le dividende annualisé par action, les dépenses d'investissement de maintien et la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; 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; les projets à un stade avancé de 418 MW, y compris la date d'achèvement prévue, les dépenses estimées et le BAIIA annuel moyen estimé; les projets en construction de la Société, y compris les dépenses d'investissement, le moment de la mise en service, le BAIIA annuel prévu, 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 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 capacité de la Société à réaliser son objectif de décarbonation à long terme visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045; la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; 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; 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; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable; aucune modification importante à l'intégrité et à la fiabilité de nos actifs; les interruptions planifiées et non planifiées et l'utilisation de nos actifs; 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 : les fluctuations des prix de l'électricité, y compris des prix du marché en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; les risques opérationnels liés aux centrales de Heartland; des perturbations de la chaîne d'approvisionnement ayant une incidence sur les projets importants d'entretien et de croissance; l'incapacité d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires en temps opportun, ou l'incapacité de les obtenir tout simplement; l'incapacité de faire progresser sur le plan économique ou technologique le projet de carrefour de carbone de Battle River en vue de la prise d'une décision d'investissement définitive ou de la mise en service; toute perte de valeur dans le portefeuille de Heartland pendant la période intermédiaire précédant la clôture; 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; les questions de relations de travail; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et la capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; la dépendance à l'égard du personnel clé; 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 incidences financières défavorables découlant de la position couverte de la Société; 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»); l'incidence de la transition énergétique sur nos activités; 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; la conjoncture économique mondiale, 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 en Israël 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 du secteur dans lequel nous exerçons nos activités; 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; et les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie. 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.

Au cours du troisième trimestre de 2023, le parc éolien Garden Plain a été mis en service. L'achèvement du parc éolien Garden Plain a permis d'ajouter 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation et PepsiCo Canada, dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans.

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

Au 30 septembre 2023		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	834	766	1 960	—	3 560
	Nombre de centrales	17	14	7	—	38
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années) ^{2, 3, 4}	—	8	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	—	10	2	2	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	2 036	3 084	671	6 713
	Nombre de centrales	24	30	17	2	73
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (années)³	1	10	5	2	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.

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. 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 du parc éolien Garden Plain (130 MW), 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.

TransAlta consolide entièrement TransAlta Renewables à titre de filiale de la Société, du fait que TransAlta contrôle TransAlta Renewables au moyen de sa participation majoritaire (60,1 %). Le tableau ci-dessus comprend les centrales détenues par TransAlta Renewables et reflète la capacité installée brute et la durée de vie contractuelle moyenne pondérée de ces centrales comme si elles étaient détenues directement par TransAlta. L'acquisition de TransAlta Renewables, au quatrième trimestre de 2023, n'aura aucune incidence sur l'information consolidée présentée dans le tableau ci-dessus; toutefois, l'acquisition fera augmenter d'environ 1,2 GW la participation proportionnelle de TransAlta dans les actifs des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Disponibilité ajustée (%)	91,9	93,8	89,4	90,1
Production (GWh)	5 678	5 432	16 246	15 253
Produits des activités ordinaires	1 017	929	2 731	2 122
Coûts du combustible et des achats d'électricité	269	348	782	817
Coûts de conformité liés au carbone	28	23	85	51
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	131	135	389	364
BAlIA ajusté ¹	453	555	1 343	1 093
Résultat avant impôts sur le résultat	453	126	915	346
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	372	61	728	167
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	681	204	1 154	526
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	357	488	1 122	887
Flux de trésorerie disponibles ¹	228	393	769	646
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	1,41	0,23	2,75	0,62
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ²	0,0550	0,0500	0,1100	0,1000
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ²	0,3316	0,2896	0,6627	0,5453
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1,3}	1,36	1,80	4,23	3,27
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1,3}	0,87	1,45	2,90	2,38

Aux	30 sept. 2023	31 déc. 2022
Total de l'actif	9 520	10 741
Total de la dette nette consolidée ^{1,4}	2 651	2 854
Total des passifs non courants	5 230	5 864
Total du passif	6 857	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, D, 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 pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2023 était respectivement de 263 millions d'actions et 265 millions d'actions (271 millions d'actions pour les deux périodes closes le 30 septembre 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 débiteures 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.

Au cours du troisième trimestre de 2023, la Société a continué d'enregistrer un solide rendement dans son portefeuille de centrales électriques en Alberta grâce aux secteurs Gaz et Hydroélectricité en Alberta, qui ont continué d'être avantagés par les prix de l'énergie et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta plus élevés que prévu, une baisse plus importante que prévu des prix du gaz naturel et l'incidence favorable des opérations de couverture qui ont donné lieu à une augmentation plus élevée que prévu des marges brutes.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les résultats de la Société ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2022, mais supérieurs aux prévisions. Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2022, la Société avait subi l'incidence des températures supérieures à la normale qui avaient fait augmenter la demande d'électricité et des périodes d'importantes interruptions planifiées et non planifiées des centrales thermiques et du transport, ce qui avait créé de meilleures conditions du marché au comptant que la normale au sein du marché de l'énergie et des services auxiliaires en Alberta.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la Société a enregistré un rendement plus élevé par rapport à celui de la période correspondante de 2022, surtout en raison des conditions du marché toujours solides en Alberta, des prix couverts plus élevés, de la hausse des volumes couverts et de la baisse des prix du gaz réalisés dans le secteur Gaz, et de l'augmentation des prix marchands et de l'accroissement de la production dans le secteur Transition énergétique, le tout contrebalancé en partie par une diminution des ressources éoliennes. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, le rendement du secteur Commercialisation de l'énergie était inférieur à celui des périodes correspondantes de 2022 en raison du calendrier des règlements réalisés, mais conforme aux attentes liées au secteur.

La **disponibilité ajustée** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 s'est établie à respectivement 91,9 % et 89,4 %, en regard de respectivement 93,8 % et 90,1 % pour les périodes correspondantes de 2022. La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a diminué essentiellement en raison des interruptions planifiées dans le secteur Gaz et des interruptions non planifiées dans le secteur Transition énergétique, contrebalancées en partie par la remise en service partielle du parc éolien de Kent Hills. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la disponibilité ajustée a davantage été touchée par les interruptions planifiées dans le secteur Hydroélectricité.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a été de 5 678 gigawattheures («GWh»), comparativement à 5 432 GWh pour la période correspondante de 2022. L'augmentation de la production est principalement attribuable à une meilleure répartition en Alberta et à une production accrue en Ontario pour le secteur Gaz. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, la production hydroélectrique a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2022, ce qui s'explique par une augmentation des ressources hydriques résultant d'un retard de la crue printanière au troisième trimestre de 2022 et des ressources hydriques inférieures à la moyenne au troisième trimestre de 2023. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 s'est établie à 16 246 GWh comparativement à 15 253 GWh pour la période correspondante de 2022. La hausse de la production des secteurs Gaz et Transition énergétique est surtout attribuable aux conditions de marché plus solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique, contrebalancée en partie par une diminution de la production du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de l'affaiblissement des ressources éoliennes et solaires dans toutes les régions. Les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 ont été marquées par l'entrée en service du parc éolien Garden Plain.

Les **produits des activités ordinaires** ont augmenté de respectivement 88 millions de dollars et 609 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2022. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les produits des activités ordinaires ont augmenté essentiellement en raison de l'amélioration des conditions du marché grâce à une meilleure répartition de nos actifs marchands alimentés au gaz de l'Alberta et à la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché à l'échelle des secteurs, le tout contrebalancé en partie par une baisse des prix de l'énergie réalisés dans le marché de l'électricité de l'Alberta, une diminution des prix réalisés des services auxiliaires, une diminution des volumes des services auxiliaires et une baisse de la production dans le secteur Hydroélectricité. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les produits des activités ordinaires ont été favorablement influencés par l'augmentation de la production de nos actifs alimentés au gaz, la hausse des prix marchands et l'augmentation de la production dans le secteur Transition énergétique. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, les produits des activités ordinaires du secteur Commercialisation de l'énergie ont été plus élevés 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 respectivement 79 millions de dollars et 35 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2022, grâce à la baisse des prix des matières premières du gaz naturel et à la hausse des volumes de gaz visés par des couvertures dans le secteur Gaz, en partie contrebalancées par l'utilisation accrue du combustible dans les secteurs Gaz et Transition énergétique. La Société a tiré parti d'une diminution des coûts des achats d'électricité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, alors que des coûts des achats d'électricité plus élevés ont été engagés au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 pour remplir les obligations contractuelles pendant les interruptions non planifiées dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont augmenté de respectivement 5 millions de dollars et 34 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 en regard de ceux des périodes correspondantes de 2022, en raison surtout d'une augmentation du prix du carbone par tonne et d'une hausse de la production dans le secteur Gaz. Les coûts de conformité liés au carbone pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, en raison de l'utilisation des crédits d'émission au cours du deuxième trimestre de 2022 pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 ont diminué de 4 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2022, principalement en raison des ajustements aux montants à payer au titre des plans incitatifs, contrebalancés en partie par la hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance, la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes et l'augmentation des coûts d'assurance. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ont augmenté de 25 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance, de la hausse des coûts attribuable aux pressions inflationnistes, de l'augmentation des coûts d'assurance et de l'augmentation des montants à payer au titre des plans incitatifs liés au rendement.

Le **BAIIA ajusté** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a dépassé nos attentes pour la période, mais a diminué de 102 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2022. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les prix de l'énergie et les prix des services auxiliaires ont surpassé nos prévisions financières revues pour l'exercice complet présentées au deuxième trimestre de 2023. Ils ont toutefois diminué par rapport à ceux de la période comparative étant donné les prix exceptionnels enregistrés en 2022, qui ont influé sur le BAIIA ajusté dans les secteurs Gaz et Hydroélectricité. Le BAIIA ajusté du secteur Hydroélectricité a davantage été touché par la hausse de la production attribuable à l'augmentation des ressources hydriques en 2022 en raison de la crue printanière tardive. Ces diminutions du BAIIA ajusté s'expliquent par les résultats moins élevés dans le secteur Commercialisation de l'énergie découlant des ajustements aux produits des activités ordinaires pour tenir compte du moment de la comptabilisation des profits ou pertes réalisés sur les positions de change dénouées et des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et la baisse des prix marchands dans le secteur Transition énergétique, le tout contrebalancé en partie par la hausse de la production dans le secteur Gaz. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, le BAIIA ajusté a augmenté de 250 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la hausse des prix réalisés et de la production des centrales alimentées au gaz, de la baisse des prix du gaz naturel et de l'augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Transition énergétique, ce qui s'explique par une hausse des prix marchands et de la production. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone dans le secteur Gaz, l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et la baisse des produits des activités ordinaires dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Commercialisation de l'énergie. Les variations du BAIIA ajusté sectoriel sont présentées à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** a augmenté de respectivement 327 millions de dollars et 569 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 s'est élevé à respectivement 372 millions de dollars et 728 millions de dollars contre respectivement 61 millions de dollars et 167 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2022. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, la Société a tiré profit de l'augmentation des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque, et de la baisse des prix des matières premières du gaz naturel, contrebalancées en partie par l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone. La Société a également tiré parti de l'augmentation des reprises de dépréciation d'actifs et de la baisse de la charge d'intérêts nette, contrebalancées en partie par la hausse du résultat net affecté aux participations ne donnant pas le contrôle. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, l'amortissement a diminué en raison de la prolongation de la durée d'utilité de certaines installations, mais a été plus élevé pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022 en raison du raccourcissement de la durée d'utilité de certaines installations au cours de la période précédente. La période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a également été marquée par la baisse de la charge d'impôts sur le résultat, contrebalancée en partie par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 ont augmenté de respectivement 477 millions de dollars et 628 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, de la diminution des coûts du combustible et des achats d'électricité et des variations favorables du fonds de roulement. Le tout a été contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts de conformité liés au carbone et, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les **flux de trésorerie disponibles**, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 228 millions de dollars et 769 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, en comparaison de ceux de respectivement 393 millions de dollars et 646 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2022. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, ceci représente une diminution de 165 millions de dollars surtout attribuable à la diminution du BAIIA ajusté, à la hausse de la charge d'impôt exigible, à l'augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et à la hausse des dépenses d'investissement de maintien. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 123 millions de dollars, surtout en raison de l'augmentation 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, et de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les dépenses d'investissement de construction. 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 de la charge d'impôt exigible par rapport aux périodes correspondantes de 2022.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

TransAlta fera l'acquisition de Heartland Generation auprès d'Energy Capital Partners

Le 2 novembre 2023, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un accord définitif de rachat d'actions avec une société membre du groupe d'Energy Capital Partners, la société mère de Heartland Generation Ltd. et d'Alberta Power (2000) Ltd. (collectivement, «Heartland»), en vertu de laquelle TransAlta fera l'acquisition de Heartland et de la totalité de ses activités en Alberta et en Colombie-Britannique. L'acquisition permettra d'ajouter dix centrales au portefeuille de TransAlta, totalisant une nouvelle capacité de 1 844 MW. Heartland détient et exploite des actifs de production, qui comprennent des centrales de cogénération de 507 MW, des centrales de production de pointe visée par des contrats et marchande de 387 MW et des centrales thermiques alimentées au gaz de 950 MW, ainsi qu'une capacité de transport et une filière de développement incluant le carrefour de carbone de Battle River de 400 MW. La clôture de la transaction est prévue au premier semestre de 2024, sous réserve des conditions de clôture habituelles, y compris l'obtention des approbations réglementaires.

Le prix de l'acquisition s'élève à 390 millions de dollars, sous réserve d'ajustements du fonds de roulement et autres ajustements, et comprend la prise en charge de la dette à faible coût de 268 millions de dollars. La Société financera la transaction au moyen de fonds en caisse et d'emprunts sur ses facilités de crédit.

Les actifs devraient générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire d'environ 115 millions de dollars, y compris les synergies. Environ 55 % des produits des activités ordinaires sont visés par des contrats conclus avec des contreparties très solvables assortis d'une durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée de 16 ans. Les synergies d'entreprise avant impôts devraient dépasser 20 millions de dollars annuellement.

Grâce à cette acquisition, la Société renforcera sa position concurrentielle pour répondre à l'évolution de la dynamique en Alberta compte tenu de l'important accroissement attendu de la production d'énergies renouvelables et de la production de base d'autres énergies à grande échelle qui se concrétisera au cours des prochaines années dans le paysage très dynamique et changeant de l'électricité de la province. Le plan de croissance de l'électricité propre demeure au cœur de notre stratégie et est consacré à répondre aux besoins futurs de nos clients en apportant des solutions d'électricité propre.

TransAlta Corporation complète l'acquisition de TransAlta Renewables Inc.

Le 5 octobre 2023, la Société a annoncé la conclusion de l'acquisition de TransAlta Renewables conformément aux modalités de l'accord d'arrangement annoncé précédemment entre les parties (l'«accord»). TransAlta a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables («actions de RNW») qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle, faisant ainsi de TransAlta Renewables une filiale en propriété exclusive de la Société. Avant l'accord, TransAlta et les membres de son groupe détenaient collectivement 160 398 217 actions de RNW, représentant 60,1 % des actions RNW émises et en circulation, les 106 510 884 actions de RNW restantes étant détenues par les actionnaires de TransAlta Renewables («actionnaires de RNW») autres que ceux de TransAlta et des membres de son groupe.

L'accord a été approuvé par les actionnaires RNW lors d'une assemblée extraordinaire des actionnaires tenue le 26 septembre 2023 et par la Cour du Banc du Roi de l'Alberta le 4 octobre 2023. La contrepartie versée a totalisé 1,3 milliard de dollars et se composait de 800 millions de dollars en espèces et de 46 millions d'actions ordinaires de la Société.

La clôture de l'acquisition de TransAlta Renewables représente un jalon important pour la Société, qui se place en bonne position pour assurer son succès futur grâce à structure organisationnelle simplifiée et unifiée. La Société regroupée unifiera nos actifs, nos capitaux ainsi que nos capacités à accroître la prévisibilité des flux de trésorerie tout en rehaussant notre capacité à réaliser une croissance future.

Les actions de RNW ont été radiées de la cote de la Bourse de Toronto («TSX»). Les actions ordinaires de la Société continueront d'être négociées à la Bourse de New York («NYSE») et à la TSX, respectivement sous les symboles «TAC» et «TA».

TransAlta en tête de la liste établie par Newsweek des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023

Le 14 septembre 2023, la Société a annoncé s'être vue classée au premier rang de la liste inaugurale de Newsweek des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023 dans la catégorie des secteurs de l'énergie et des services publics. Cette liste présente les 1 000 entreprises les plus dignes de confiance de 21 pays parmi 23 secteurs d'activité. Pour dresser la liste des entreprises les plus dignes de confiance au monde en 2023, Newsweek a recouru à une approche globale pour évaluer la confiance à l'égard de trois piliers de la confiance du public : la confiance des clients, la confiance des investisseurs et la confiance des employés. La liste a été établie d'après un vaste sondage mené auprès de plus de 70 000 participants, qui a permis de recueillir 269 000 évaluations d'entreprises auxquelles ils accordent leur confiance à titre de client, d'investisseur ou d'employé.

Le parc éolien Garden Plain atteint le stade de l'exploitation commerciale

En août 2023, le parc éolien Garden Plain a été mis en service, ajoutant 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Pembina Pipeline Corporation et PepsiCo Canada, dont la durée de vie moyenne pondérée est d'environ 17 ans.

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 une modification du régime d'unités d'actions de la Société.

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 d'Evolve Power Ltd. («Evolve»), auparavant Montem Resources Limited. 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 Evolve environ 8 millions de dollars à la clôture de la transaction. Des paiements éventuels supplémentaires pouvant atteindre 17 millions de dollars peuvent devenir payables à Evolve sous réserve de l'atteinte de jalons spécifiques de développement et commerciaux. La Société et Evolve 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.

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 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 neuf mois close le 30 septembre 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.

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 neuf mois closes le 30 septembre 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 sept.	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité	573	576	521	738	150	245
Énergie éolienne et énergie solaire	1 246	930	708	685	37	42
Énergies renouvelables	1 819	1 506	1 229	1 423	187	287
Gaz			3 294	2 842	254	195
Transition énergétique			1 155	1 167	29	51
Commercialisation de l'énergie					13	53
Siège social					(30)	(31)
Total			5 678	5 432	453	555
Résultat avant impôts sur le résultat					453	126

Neuf mois clos les 30 sept.	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité	1 568	1 580	1 443	1 644	403	394
Énergie éolienne et énergie solaire	3 766	3 451	2 764	3 026	175	219
Énergies renouvelables	5 334	5 031	4 207	4 670	578	613
Gaz			8 981	8 073	660	365
Transition énergétique			3 058	2 510	96	67
Commercialisation de l'énergie					95	120
Siège social					(86)	(72)
Total			16 246	15 253	1 343	1 093
Résultat avant impôts sur le résultat					915	346

1) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 30 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 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 1 165 GWh et 3 491 GWh.

2) Les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité des résultats de nos activités. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre et, au fil du temps, les installations continueront à produire conformément à leurs moyennes à long terme, 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)¹	922	925	922	925
Production moyenne à long terme (GWh)²	573	576	1 568	1 580
Disponibilité (%)	97,8	97,7	95,6	96,6
Production				
Production visée par des contrats (GWh)	87	125	229	292
Production marchande (GWh)	434	613	1 214	1 352
Total de la production d'énergie (GWh)	521	738	1 443	1 644
Volumes des services auxiliaires (GWh) ³	659	797	1 872	2 324
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{4, 5}	92	151	258	240
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{4, 6}	17	12	41	34
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ³	54	102	146	172
Produits tirés des attributs environnementaux	—	—	9	1
Produits des activités ordinaires⁷	163	265	454	447
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	7	14	17
Marge brute⁸	159	258	440	430
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	12	35	33
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1	2	3
BAlIA ajusté⁸	150	245	403	394

Informations complémentaires :

Produits des activités ordinaires bruts par MWh

Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{4, 5}	226	246	222	177
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ³	82	128	78	74
Dépenses d'investissement de maintien	11	8	25	20

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'Alberta Electric System Operator (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 les premier et troisième trimestres 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 BAlIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

8) Le BAlIA 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.

Le portefeuille de centrales hydroélectriques continue d'afficher un rendement supérieur aux attentes de la direction pour le secteur et a été conforme à nos prévisions financières revues pour l'exercice complet présentées au deuxième trimestre de 2023. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, la disponibilité est demeurée comparable à celle de la période correspondante de 2022. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison des interruptions planifiées dans nos actifs hydroélectriques en Alberta.

La production a diminué respectivement de 217 GWh et 201 GWh comparativement à celle des périodes correspondantes de 2022 et était légèrement inférieure aux attentes relatives au secteur pour la période en raison des ressources hydriques inférieures à la moyenne. Il était attendu que la production soit inférieure pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 étant donné que la production en 2022 avait été favorisée par un retard de la crue printanière. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la production a subi l'incidence défavorable des contraintes liées à la glace et de la diminution de la disponibilité dans nos actifs hydroélectriques en Alberta, comparativement à la période correspondante de 2022.

Le volume des services auxiliaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a dépassé nos attentes, mais a toutefois diminué de respectivement 138 GWh et 452 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 des conditions hydrologiques variables aux deuxième et troisième trimestres. En outre, les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 avaient été favorisés par un retard de la crue printanière.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a dépassé nos attentes pour ces deux périodes. Les prix de l'énergie et les prix des services auxiliaires ont été plus élevés qu'initialement prévu. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, le BAIIA ajusté a diminué de 95 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022, qui avait été exceptionnel et qui avait été favorisé par un retard de la crue printanière au troisième trimestre de 2022 et par des prix de l'énergie et des services auxiliaires inhabituels sur le marché de l'Alberta. Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 9 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022, du fait essentiellement de la hausse des prix réalisés de l'énergie et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta et de l'augmentation des ventes d'attributs environnementaux, contrebalancées en partie par une augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ont augmenté surtout en raison de l'accroissement des frais juridiques, de la hausse des coûts d'assurance, de la hausse des salaires et des incitatifs liés au rendement. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, la Société a dégagé des produits des activités ordinaires au moyen des couvertures à terme pour les actifs hydroélectriques en Alberta et des profits réalisés tirés de la stratégie de couverture. 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 ont augmenté de respectivement 3 millions de dollars et 5 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, ce qui s'explique par la hausse des coûts des travaux d'entretien planifiés.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)¹	2 036	1 906	2 036	1 906
Production moyenne à long terme (GWh)	1 246	930	3 766	3 451
Disponibilité (%)	87,0	85,0	85,7	83,1
Production visée par des contrats (GWh)	520	537	2 022	2 247
Production marchande (GWh)	188	148	742	779
Total de la production (GWh)	708	685	2 764	3 026
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	63	64	236	253
Produits tirés des attributs environnementaux	3	3	23	33
Produits des activités ordinaires²	66	67	259	286
Coûts du combustible et des achats d'électricité	6	6	22	20
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	—	1
Marge brute³	60	61	237	265
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	20	19	55	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	11	7
Autres produits d'exploitation, montant net ²	(1)	(1)	(4)	(11)
BAlIA ajusté³	37	42	175	219
Informations complémentaires :				
Dépenses d'investissement de maintien	3	5	9	12
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills⁴	20	31	62	41
Indemnité d'assurance – Kent Hills	—	—	(1)	(7)

1) La capacité installée brute et la disponibilité au 30 septembre 2023 comprennent le parc éolien Garden Plain de 130 MW. L'exploitation commerciale du parc éolien a commencé en août 2023.

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

3) Le BAlIA 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022, du fait essentiellement de la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills et de la mise en service du parc éolien Garden Plain, le tout contrebalancé en partie par la baisse du rendement des actifs d'énergie solaire au troisième trimestre. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, l'augmentation de la disponibilité a été contrebalancée en partie par l'arrêt forcé prolongé 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. Les unités du parc éolien de Kent Hills devraient être remises complètement en service d'ici la fin du quatrième trimestre 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 s'est établie respectivement à 92,5 % et 92,3 %, contre respectivement 92,2 % et 90,3 % pour les périodes correspondantes de 2022.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 23 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills et de l'entrée en service du parc éolien Garden Plain, le tout contrebalancé en partie par la baisse des ressources éoliennes dans toutes les régions. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a diminué de 262 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2022, du fait surtout de la baisse des ressources éoliennes dans toutes les régions, contrebalancée en partie par la production du parc éolien de Kent Hills et du parc éolien Garden Plain.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a diminué de 5 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la baisse des produits des activités ordinaires découlant de l'affaiblissement des ressources éoliennes à l'échelle du portefeuille d'exploitation, contrebalancée en partie par l'entrée en service du parc éolien Garden Plain et la remise en service partielle des unités du parc éolien de Kent Hills. Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a diminué de 44 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2022, du fait essentiellement de la baisse de la production, de la diminution des ressources éoliennes, de la diminution des produits tirés des attributs environnementaux découlant d'une réduction des ventes de crédits compensatoires et d'émission, et de la baisse des dommages-intérêts comptabilisés au parc éolien Windrise. 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 ont diminué de respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, ce qui s'explique principalement par la diminution des coûts d'entretien dans les parcs éoliens.

Gaz

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	3 084	3 084
Disponibilité (%)	94,6	97,8	92,3	95,2
Production visée par des contrats (GWh)	951	887	2 859	2 657
Production marchande (GWh)	2 373	1 974	6 271	5 460
Achats d'électricité (GWh)	(30)	(19)	(149)	(44)
Total de la production (GWh)	3 294	2 842	8 981	8 073
Produits des activités ordinaires¹	430	431	1 185	984
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	110	166	323	442
Coûts de conformité liés au carbone	28	26	85	56
Marge brute²	292	239	777	486
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	49	136	138
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	5	11	13
Autres produits d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(30)	(30)
BAIIA ajusté²	254	195	660	365
Informations complémentaires :				
Dépenses d'investissement de maintien :	15	8	32	16

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.

Le portefeuille de centrales alimentées au gaz a dépassé les attentes de la direction pour le secteur et a affiché un rendement conforme à nos prévisions financières revues pour l'exercice complet présentées au deuxième trimestre de 2023. La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a diminué conformément à nos attentes par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022 en raison des interruptions planifiées. La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a subi l'incidence défavorable des interruptions planifiées à l'unité 6 de la centrale de Sundance et des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de cogénération de Sarnia. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a été touchée par les interruptions planifiées à l'unité 1 de la centrale de Sheerness et à l'unité 3 de la centrale de Keephills.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a augmenté respectivement de 452 GWh et 908 GWh en regard de celle des périodes correspondantes de 2022, du fait essentiellement du redressement des conditions du marché attribuable à la meilleure répartition de nos actifs marchands alimentés au gaz de l'Alberta et de la hausse de la production visée par des contrats en Ontario, le

tout contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts des achats d'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées, et la diminution de la production visée par des contrats dans nos actifs alimentés au gaz en Australie en raison l'approvisionnement en gaz naturel limité et dans notre centrale au gaz aux États-Unis en raison de la disponibilité moindre. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, la production n'a pas été touchée par la diminution de la disponibilité.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a augmenté de respectivement 59 millions de dollars et 295 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de la hausse de la production attribuable au redressement des conditions du marché en Alberta, de la baisse des prix du gaz naturel et de l'augmentation des volumes de gaz visés par des couvertures, contrebalancées en partie par la diminution des produits tirés de l'énergie thermique découlant d'une baisse de la demande de la clientèle en Ontario. La période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a davantage été marquée par la hausse des prix de l'énergie réalisés pour nos actifs marchands alimentés au gaz de l'Alberta, déduction faite de la couverture, contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts liés au 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 ont augmenté respectivement de 7 millions de dollars et 16 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, du fait essentiellement de l'augmentation des coûts des travaux d'entretien d'envergure planifiés aux centrales alimentées au gaz.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 30 sept. 2022		Neuf mois clos les 30 sept. 2022	
	2023	2022	2023	2022
Capacité installée brute (MW)	671	671	671	671
Disponibilité (%)	86,2	96,6	79,8	77,4
Disponibilité ajustée (%) ¹	86,2	96,6	79,8	79,8
Volume des ventes contractuelles (GWh)	839	839	2 489	2 489
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 244	1 251	3 243	2 780
Achats d'électricité (GWh) ²	(928)	(923)	(2 674)	(2 759)
Total de la production (GWh)	1 155	1 167	3 058	2 510
Produits des activités ordinaires ³	193	237	564	450
Coûts du combustible et des achats d'électricité	148	167	419	332
Coûts de conformité liés au carbone	—	2	—	(1)
Marge brute⁴	45	68	145	119
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	15	17	46	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	3	2
BAIIA ajusté⁴	29	51	96	67
Informations complémentaires :				
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	3	2	9	7
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	3	4	10	11
Dépenses d'investissement de maintien	2	2	13	18

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

2) Toute l'électricité produite par la centrale de Centralia est vendue par le secteur Commercialisation de l'énergie aux fins de la livraison physique sur le marché, ce qui correspond au volume des ventes marchandes. L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité. Le total de la production de la centrale comprend le résultat net du volume des ventes marchandes et des achats d'électricité.

3) 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.

4) 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 la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2022, surtout en raison de la hausse du nombre d'interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a été comparable à celui de la période correspondante de 2022. Le nombre d'interruptions planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia a diminué, ce qui a été contrebalancé par la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance au premier trimestre de 2022.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a diminué de 12 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la baisse du volume des ventes marchandes. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 548 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2022, du fait essentiellement de la meilleure répartition liée à la hausse des prix marchands et de la hausse de la disponibilité à la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a diminué de 22 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de la baisse des prix marchands, contrebalancée en partie par la diminution des coûts des achats d'électricité. Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 29 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2022, du fait surtout d'une hausse des prix marchands et de la production, contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts des achats d'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées. La baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration a également eu une incidence positive au cours de la période étant donné 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 la période de trois mois close le 30 septembre 2023 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2022. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ont diminué de 5 millions de dollars comparativement à celles de la période correspondante de 2022, en raison d'une diminution des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires ¹	26	62	128	143
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	9	33	23
BAIIA ajusté²	13	53	95	120

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 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a diminué de respectivement 40 millions de dollars et 25 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2022. La marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a dépassé les attentes relatives au secteur, mais le BAIIA ajusté a diminué d'une période à l'autre en raison des ajustements apportés aux produits des activités ordinaires pour tenir compte du moment de la comptabilisation des profits ou pertes réalisés sur les positions de change dénouées et des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché qui devraient être réalisés au cours des prochains trimestres. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté du fait essentiellement de la hausse des incitatifs liés aux produits des activités ordinaires avant les ajustements. La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité de la négociation de l'électricité et du gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains, tout en conservant le profil de risque global de l'unité fonctionnelle.

Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	30	30	86	71
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1	—	1
BAIIA ajusté¹	(30)	(31)	(86)	(72)
Informations complémentaires :				
Dépenses d'investissement de maintien :	5	4	21	9

1) 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 pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 a été comparable à celui de la période correspondante de 2022. Le BAIIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a diminué de 14 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.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2022. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 12 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante 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 BAIIA ajusté de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités :

Trois mois clos le 30 sept. 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	146	10	197	(3)	13	(30)	333
Canada, sans l'Alberta	4	11	22	—	—	—	37
États-Unis	—	16	3	32	—	—	51
Australie	—	—	32	—	—	—	32
BAIIA ajusté¹	150	37	254	29	13	(30)	453
Résultat avant impôts sur le résultat							453

Trois mois clos le 30 sept. 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commercialisation de l'énergie ³	Siège social	Total
Alberta	239	14	139	(6)	53	(31)	408
Canada, sans l'Alberta	6	14	21	—	—	—	41
États-Unis	—	14	2	57	—	—	73
Australie	—	—	33	—	—	—	33
BAIIA ajusté¹	245	42	195	51	53	(31)	555
Résultat avant impôts sur le résultat							126

Neuf mois clos le 30 sept. 2023	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	396	53	484	(7)	95	(86)	935
Canada, sans l'Alberta	7	61	68	—	—	—	136
États-Unis	—	61	7	103	—	—	171
Australie	—	—	101	—	—	—	101
BAIIA ajusté¹	403	175	660	96	95	(86)	1 343
Résultat avant impôts sur le résultat							915

Neuf mois clos le 30 sept. 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie ³	Siège social	Total
Alberta	382	85	194	(12)	120	(72)	697
Canada, sans l'Alberta	12	70	64	—	—	—	146
États-Unis	—	64	6	79	—	—	149
Australie	—	—	101	—	—	—	101
BAIIA ajusté¹	394	219	365	67	120	(72)	1 093
Résultat avant impôts sur le résultat							346

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.

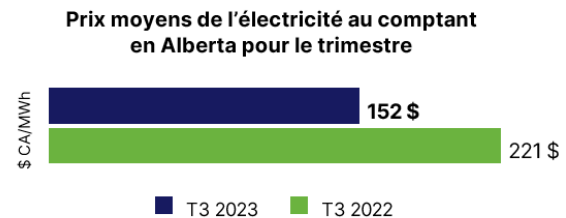
3) Le BAIIA ajusté du secteur Commercialisation de l'énergie a été reclassé dans la région de l'Alberta pour refléter où se déroulent les activités.

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'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 53 % 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, une centrale de cogénération ayant une production partiellement visée par des contrats et une production marchande 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 troisième trimestre de 2023, les prix de l'électricité en Alberta ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de la hausse de la production d'énergie renouvelable. La demande pour le trimestre est restée inchangée par rapport à celle de la période correspondante de 2022. Au troisième trimestre de 2023, ces facteurs ont entraîné une diminution du prix moyen du réseau commun d'énergie qui est passé de 221 \$ le MWh en 2022 à 152 \$ le MWh en 2023.



Trois mois clos les 30 sept.	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)	434	323	2 335	—	3 092	614	259	1 993	—	2 866
Production visée par des contrats (GWh)	—	135	137	—	272	4	111	127	—	242
Production marchande (GWh)	434	188	2 198	—	2 820	610	148	1 866	—	2 624
Produits des activités ordinaires ¹	157	22	325	2	506	256	25	290	(2)	569
Coûts du combustible et des achats d'électricité	3	4	87	—	94	6	3	110	—	119
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	30	—	30	—	1	23	2	26
Marge brute	154	18	208	2	382	250	21	157	(4)	424

Neuf mois clos les 30 sept.	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)	1 214	1 163	6 394	—	8 771	1 356	1 211	5 537	19	8 123
Production visée par des contrats (GWh)	—	421	423	—	844	4	433	385	—	822
Production marchande (GWh)	1 214	742	5 971	—	7 927	1 352	778	5 152	19	7 301
Produits des activités ordinaires ¹	438	92	862	4	1 396	426	109	588	5	1 128
Coûts du combustible et des achats d'électricité	12	15	255	—	282	14	12	294	5	325
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	81	—	81	—	1	47	(1)	47
Marge brute	426	77	526	4	1 033	412	96	247	1	756

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 neuf mois closes le 30 septembre 2023, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit respectivement 3 092 GWh et 8 771 GWh d'énergie, ce qui représente une augmentation de respectivement 226 GWh et 648 GWh par rapport à la production des périodes correspondantes de 2022. La hausse de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 est surtout attribuable à la meilleure répartition et à l'augmentation des volumes de gaz visés par des couvertures de nos actifs marchands alimentés au gaz, contrebalancées en partie par une diminution des ressources hydriques et éoliennes en Alberta.

La marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 s'est élevée à respectivement 382 millions de dollars et 1 033 millions de dollars, soit respectivement une diminution de 42 millions de dollars et une augmentation de 277 millions de dollars par rapport à celle des périodes correspondantes de 2022. La diminution de la marge brute pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 s'explique par la baisse de la production d'énergie, la baisse des prix des services auxiliaires, la diminution des volumes des services auxiliaires et la baisse des prix de l'énergie réalisés des actifs du secteur Hydroélectricité, le tout contrebalancé en partie par une meilleure répartition des actifs du secteur Gaz. La hausse de la marge brute pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 est surtout attribuable aux produits tirés des activités de détail et à l'augmentation des prix de l'énergie réalisés pour nos actifs du secteur Gaz. En 2023, une plus grande proportion des coûts du combustible liés au gaz ont été couverts et les prix du gaz naturel ont diminué par rapport à ceux de 2022.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2023	2022	2023	2022
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	152 \$	221 \$	151 \$	145 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	2,49 \$	4,04 \$	2,65 \$	5,14 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	65 \$	50 \$	65 \$	50 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	179 \$	253 \$	176 \$	164 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	195 \$	246 \$	192 \$	177 \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	82 \$	128 \$	78 \$	74 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	103 \$	136 \$	89 \$	86 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	173 \$	264 \$	174 \$	171 \$
Volume couvert (GWh) ²	2 086	1 681	5 800	5 320
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	120 \$	80 \$	117 \$	79 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ³	40 \$	60 \$	44 \$	58 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ³	13 \$	13 \$	13 \$	8 \$

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 neuf mois closes le 30 septembre 2023, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production a respectivement diminué de 74 \$ par MWh et augmenté de 12 \$ par MWh comparativement à celui des périodes correspondantes de 2022. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh était élevé, mais inférieur à celui de la période comparative, du fait essentiellement de la baisse des prix du gaz naturel. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la hausse des prix marchands de l'électricité réalisés à l'échelle du portefeuille s'explique surtout 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont diminué respectivement de 20 \$ par MWh et de 14 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les coûts de conformité liés au carbone par MWh ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2022. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 5 \$ par MWh en regard de ceux de la période correspondante de 2022. 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. Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté, passant de 50 \$ la tonne en 2022 à 65 \$ la tonne en 2023.

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.

	T4 2022	T1 2023	T2 2023	T3 2023
Produits des activités ordinaires	854	1 089	625	1 017
Résultat avant impôts sur le résultat	7	383	79	453
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	351	462	11	681
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(163)	294	62	372
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,61)	1,10	0,23	1,41

	T4 2021	T1 2022	T2 2022	T3 2022
Produits des activités ordinaires	610	735	458	929
Résultat avant impôts sur le résultat	(32)	242	(22)	126
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	54	451	(129)	204
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(78)	186	(80)	61
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ²	(0,29)	0,69	(0,30)	0,23

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 aux deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2022 et aux premier et deuxième trimestres de 2023. Hausse des volumes de gaz visés par des couvertures en 2023, entraînant une hausse des produits des activités ordinaires par rapport à ceux de 2022
- Baisse des prix du gaz naturel en 2023 et hausse des prix du gaz naturel en 2022. Couverture d'une plus grande part des coûts du combustible liés au gaz en 2023 à un prix moindre
- Augmentation de la consommation de gaz naturel aux premier, troisième et quatrième trimestres de 2022 et aux premier et troisième trimestres de 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. Augmentation des coûts liés au carbone aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2023 attribuable à la hausse des coûts liés au carbone par tonne, de la hausse de la production aux premier et troisième trimestres de 2023 et du règlement au comptant de l'obligation de conformité liée au carbone de 2022 au deuxième 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 troisième trimestre de 2023. Remise en service partielle des unités au troisième trimestre de 2023. Interruption prolongée qui se poursuivra au quatrième trimestre de 2023

- Incidence des reprises de dépréciation d'actifs comptabilisés aux premier, deuxième et troisième 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 flux de trésorerie estimatifs et des taux d'actualisation pour toutes les 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. Échéancier ralenti des flux de trésorerie liés aux frais de démantèlement et changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2023
- Comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 et de 1 million de dollars au troisième trimestre de 2023 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, deuxième et troisième trimestres de 2023
- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 5 de la centrale de Sundance 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 et du parc éolien Garden Plain au troisième trimestre de 2023
- Profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022
- 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 suivant présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2022 au 30 septembre 2023 :

	30 sept. 2023	31 déc. 2022	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 231	1 134	97
Créances clients et autres débiteurs	834	1 589	(755)
Actifs de gestion du risque	143	709	(566)
Autres actifs courants ¹	302	282	20
Total des actifs courants	2 510	3 714	(1 204)
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	84	161	(77)
Immobilisations corporelles, montant net	5 677	5 556	121
Autres actifs non courants ²	1 249	1 310	(61)
Total des actifs non courants	7 010	7 027	(17)
Total de l'actif	9 520	10 741	(1 221)
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	687	1 346	(659)
Passifs de gestion du risque	335	1 129	(794)
Impôts sur le résultat à payer	16	73	(57)
Dividendes à verser	15	68	(53)
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	529	178	351
Autres passifs courants ³	45	94	(49)
Total des passifs courants	1 627	2 888	(1 261)
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	3 030	3 475	(445)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	614	659	(45)
Passifs de gestion du risque (non courants)	222	333	(111)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	243	294	(51)
Autres passifs non courants ⁴	1 121	1 103	18
Total des passifs non courants	5 230	5 864	(634)
Total du passif	6 857	8 752	(1 895)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 892	1 110	782
Participations ne donnant pas le contrôle	771	879	(108)
Total des capitaux propres	2 663	1 989	674
Total du passif et des capitaux propres	9 520	10 741	(1 221)

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

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

3) Comprennent le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, et la partie courante des passifs sur contrats.

4) Comprennent les titres échangeables, les passifs d'impôt différé et les passifs sur contrat.

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

Fonds de roulement

L'excédent des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'élevait à 883 millions de dollars au 30 septembre 2023 (826 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Les actifs courants ont diminué de 1 204 millions de dollars, passant de 3 714 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 2 510 millions de dollars au 30 septembre 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, à une baisse des montants à recevoir dans le secteur Commercialisation de l'énergie et à une hausse de la reprise des garanties fournies antérieurement. Les actifs de gestion du risque ont diminué surtout en raison de la baisse des prix du marché et des règlements de contrats effectués depuis la fin de l'exercice. Ces diminutions ont été contrebalancées en partie par une hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Les passifs courants ont diminué de 1 261 millions de dollars, passant de 2 888 millions de dollars au 31 décembre 2022 à 1 627 millions de dollars au 30 septembre 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 reprise des garanties reçues, 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. En outre, 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 septembre 2023, la Société détenait des garanties au comptant reçues de néant (260 millions de dollars au 31 décembre 2022) relativement à des instruments dérivés. La diminution a été contrebalancée en partie par le reclassement de la facilité à terme de TransAlta Corporation de 400 millions de dollars, qui est passée de la dette à long terme à la dette courante, en raison de son échéance prévue au troisième trimestre de 2024.

Actifs non courants

Les actifs non courants ont diminué de 17 millions de dollars pour s'établir à 7 010 millions de dollars au 30 septembre 2023 par rapport à 7 027 millions de dollars au 31 décembre 2022, du fait essentiellement d'une baisse des actifs de gestion du risque découlant des fluctuations des prix sur de nombreux marchés et des règlements de contrats. Cette baisse a été en partie contrebalancée par un accroissement des ajouts d'immobilisations corporelles à hauteur de 641 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, le tout compensé en partie par un amortissement de 460 millions de dollars.

Passifs non courants

Les passifs non courants ont diminué de 634 millions de dollars pour s'établir à 5 230 millions de dollars au 30 septembre 2023 par rapport à 5 864 millions de dollars au 31 décembre 2022. La diminution découle essentiellement d'une baisse de 111 millions de dollars des passifs de gestion du risque attribuable aux règlements et à la fixation des prix des contrats, et d'une diminution de 445 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives liées aux remboursements de la dette prévus, au reclassement de la facilité à terme dans les passifs courants et à l'incidence favorable de 47 millions de dollars des taux de change.

Total des capitaux propres

Au 30 septembre 2023, l'augmentation de 674 millions de dollars du total des capitaux propres était surtout attribuable au résultat net de 850 millions de dollars et aux profits sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 120 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par des distributions de 179 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 56 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 septembre 2023		31 déc. 2022	
	\$	%	\$	%
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	931	16	934	18
Facilités à terme	476	8	428	9
Divers	—	—	1	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(1 231)	(21)	(1 118)	(21)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	(20)	—	(20)	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	407	7	476	11
Autres passifs				
Débiteures échangeables	343	6	339	6
Dette sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	87	2	94	2
Obligation d'OCP	217	4	241	4
Obligation de Pingston	39	1	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	197	3	206	4
Obligation du parc éolien Windrise	166	3	170	3
Dette sans recours de South Hedland	658	12	711	14
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	113	2	123	2
Obligations locatives	132	2	135	2
Total de la dette nette consolidée^{3, 4, 5}	2 651	47	2 854	55
Participations ne donnant pas le contrôle	771	13	879	17
Actions privilégiées échangeable ⁵	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 808	49	2 863	54
Actions privilégiées	942	16	942	18
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 858)	(32)	(2 695)	(51)
Total du capital	5 714	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) 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.

5) Le total de la dette nette consolidée ne tient pas compte des actions privilégiées échangeables étant donné que, à des fins de crédit, elles sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes.

Entre 2023 et 2025, un montant de 703 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 0 million de dollars peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

Refinancement de l'obligation de Pingston

Le 14 septembre 2023, la Société a conclu un financement d'obligations sans recours d'environ 39 millions de dollars («obligation de Pingston») pour remplacer l'obligation sans recours arrivée à échéance le 8 mai 2023. L'obligation de Pingston est garantie par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, elle est amortie et porte intérêt au taux annuel de 6,145 %, payable tous les semestres, jusqu'à l'échéance le 8 mai 2043. L'obligation Pingston est assujettie aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui peuvent limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales.

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	355	—	895	T2 2027
Facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables	700	3	81	616	T2 2027
Facilités de crédit bilatérales de TransAlta Corporation	240	171	—	69	T2 2025
Facilité à terme de TransAlta Corporation	400	—	400	—	T3 2024
Total des facilités consenties	2 590	529	481	1 580	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue de TransAlta Corporation	250	88	—	162	s. o.
Facilité à vue de TransAlta Renewables	150	102	—	48	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	190	—	210	

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 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 ont également été modifiées et leur date d'échéance a été prorogée du 30 juin 2024 au 30 juin 2025.

Le 5 octobre 2023, à la clôture de la transaction visant TransAlta Renewables, les facilités de crédit consortiales ont été modifiées pour consolider la facilité de crédit consortiale et la facilité à vue sans engagement de TransAlta Renewables dans les facilités de crédit de TransAlta. Les emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale de TransAlta Renewables ont été remboursés et les lettres de crédit en cours ont été transférées dans la facilité à vue sans engagement de TransAlta. Les facilités de crédit de TransAlta Renewables ont été résiliées, ce qui a entraîné une augmentation de 700 millions de dollars de la facilité de crédit consortiale de TransAlta, pour la porter à environ 2,0 milliards de dollars. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Dettes 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 troisième 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 troisième trimestre ne pourront pas être distribués avant le calcul du prochain ratio de couverture du service de la dette au quatrième trimestre de 2023. Au 30 septembre 2023, un montant en trésorerie de 74 millions de dollars n'a pas pu être distribué en raison de 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 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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Intérêt sur la dette	51	42	152	123
Intérêt sur les débiteures échangeables	7	7	22	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	21	21
Produits d'intérêts	(16)	(7)	(47)	(14)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(15)	(4)	(41)	(8)
Intérêts sur les obligations locatives	3	1	7	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	6	5	17	16
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	(1)	—	(4)
Désactualisation des provisions	10	16	37	35
Charge d'intérêts nette	53	66	168	195

La charge d'intérêts nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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. Cette diminution a été en partie contrebalancée par la hausse des intérêts sur la dette en raison de la hausse des emprunts sur la facilité de crédit et du taux d'intérêt défavorable de la dette à taux variable.

Capital social

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

Aux	Nombre d'actions (en millions)		
	6 novembre 2023	30 septembre 2023	31 déc. 2022
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	309,9	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 septembre 2023, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 30 septembre 2022) dans TransAlta Renewables.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») (50,01 % au 30 septembre 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.

Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et TransAlta Renewables au 30 septembre 2023, nous avons consolidé 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023 a augmenté respectivement de 9 millions de dollars et de 41 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 3 millions de dollars et de 31 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 attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a augmenté de respectivement 6 millions de dollars et 10 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2022. L'augmentation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 dans le secteur Énergie éolienne, 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 4 octobre 2023, la Société a acquis 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. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour de plus de précisions.

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 neuf mois close le 30 septembre 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	57	68
Total	—	2	2	3	4	57	68

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 – devrait avoir lieu du 18 au 29 mars 2024.

La Société est d'avis que, selon une analyse d'experts indépendants commandée par le gouvernement de l'Alberta, 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 entrepreneur indépendant pour la construction du projet de parc éolien Garden Plain près de Hanna, en Alberta. L'entrepreneur 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 neuf mois closes les 30 septembre 2023 et 2022 :

	Neuf mois clos les 30 septembre		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	1 154	526	628
Activités d'investissement	(591)	(341)	(250)
Activités de financement	(455)	(315)	(140)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(11)	(1)	(10)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 231	816	415

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la hausse des produits des activités ordinaires, déduction faite des profits et pertes latents sur les activités de gestion du risque, d'une diminution des coûts du combustible et des achats d'électricité, d'une diminution de la charge d'intérêts nette et des variations favorables du fonds de roulement. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la hausse 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 liés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de la 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 (160 millions de dollars) et des variations défavorables des soldes hors trésorerie du fonds de roulement (98 millions de dollars).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté 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 (78 millions de dollars);
- Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (45 millions de dollars);
- Augmentation des remboursements de la dette à long terme (51 millions de dollars);
- Pertes réalisées sur les instruments financiers (32 millions de dollars),

le tout partiellement contrebalancé par l'émission de titres de créance à long terme (39 millions de dollars) et la hausse des emprunts nets aux termes des facilités de crédit de la Société (32 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 septembre 2023 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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

Au 30 septembre 2023, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 330 millions de dollars (passif net de 782 millions de dollars au 31 décembre 2022). Notre profil de gestion du risque a diminué en 2023, puisque la plupart des marchés de l'énergie se sont considérablement modérés par rapport au contexte de prix extrêmes et de volatilité élevée observé pendant la majeure partie de 2022. Nos politiques de gestion du risque 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 Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 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», «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 nos principaux résultats d'exploitation. 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 données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont 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 septembre 2023 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Transition Gaz énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabi- lisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajuste- ments de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	163	62	522	188	86	—	1 021	(4)	1 017
Reclassements et ajustements (Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	4	(112)	5	(67)	—	(170)	—	170
Profit de change réalisé sur les positions de change dénouées	—	—	4	—	8	—	12	—	(12)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	14	—	—	—	14	—	(14)
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	2	—	(2)
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1
Produits des activités ordinaires ajustés	163	66	430	193	26	—	878	(4)	143
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	6	111	148	—	—	269	—	—
Reclassements et ajustements Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	6	110	148	—	—	268	—	1
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	28	—	—	—	28	—	—
Marge brute	159	60	292	45	26	—	582	(4)	142
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	20	45	15	13	30	132	(1)	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	4	3	1	—	—	8	—	—
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(1)	(10)	—	—	—	(11)	—	—
BAIIA ajusté²	150	37	254	29	13	(30)	453		
Produits tirés des contrats de location-financement									2
Amortissement									(140)
Reprises de dépréciation d'actifs									58
Charge d'intérêts nette									(53)
Perte de change									(5)
Perte à la vente d'actifs et autres									(1)
Résultat avant impôts sur le résultat									453

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 septembre 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 ²	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	265	14	372	231	54	(4)	932	(3)	—	929
Reclassements et ajustements										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	—	53	47	6	46	—	152	—	(152)	—
Perte réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	(4)	—	(38)	—	(42)	—	42	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	12	—	—	—	12	—	(12)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	265	67	431	237	62	(4)	1 058	(3)	(126)	929
Coûts du combustible et des achats d'électricité	7	6	167	167	—	1	348	—	—	348
Reclassements et ajustements										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	7	6	166	167	—	1	347	—	1	348
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	26	2	—	(5)	23	—	—	23
Marge brute	258	61	239	68	62	—	688	(3)	(127)	558
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	19	49	17	9	30	136	(1)	—	135
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	5	—	—	1	8	—	—	8
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(1)	(10)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté ²	245	42	195	51	53	(31)	555			
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										(179)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(70)
Charge d'intérêts nette										(66)
Profit de change										6
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										126

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 neuf mois close le 30 septembre 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	456	263	1 268	576	181	1	2 745	(14)	—	2 731
Reclassements et ajustements (Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(2)	(4)	(120)	(12)	42	—	(96)	—	96	—
Perte réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	(13)	—	(95)	—	(108)	—	108	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	40	—	—	—	40	—	(40)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	454	259	1 185	564	128	1	2 591	(14)	154	2 731
Coûts du combustible et des achats d'électricité	14	22	326	419	—	1	782	—	—	782
Reclassements et ajustements Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	14	22	323	419	—	1	779	—	3	782
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	85	—	—	—	85	—	—	85
Marge brute	440	237	777	145	128	—	1 727	(14)	151	1 864
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	55	136	46	33	86	391	(2)	—	389
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	11	11	3	—	—	27	(1)	—	26
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(4)	(30)	—	—	—	(34)	—	—	(34)
BAIIA ajusté²	403	175	660	96	95	(86)	1 343			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										10
Amortissement										(489)
Reprises de dépréciation d'actifs										74
Charge d'intérêts nette										(168)
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										915

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 neuf mois close le 30 septembre 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	447	205	933	433	116	(2)	2 132	(10)	—	2 122
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Perte latente liée à la réévaluation à la valeur de marché	—	81	13	17	—	—	111	—	(111)	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(11)	—	27	—	16	—	(16)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	34	—	—	—	34	—	(34)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	15	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	447	286	984	450	143	(2)	2 308	(10)	(176)	2 122
Coûts du combustible et des achats d'électricité	17	20	445	332	—	3	817	—	—	817
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	17	20	442	332	—	3	814	—	3	817
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	56	(1)	—	(5)	51	—	—	51
Marge brute	430	265	486	119	143	—	1 443	(10)	(179)	1 254
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	50	138	50	23	71	365	(1)	—	364
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	7	13	2	—	1	26	(1)	—	25
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(18)	(30)	—	—	—	(48)	—	—	(48)
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(11)	(30)	—	—	—	(41)	—	(7)	(48)
BAIIA ajusté ²	394	219	365	67	120	(72)	1 093			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										5
Produits tirés des contrats de location-financement										15
Amortissement										(411)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(4)
Charge d'intérêts nette										(195)
Profit de change										17
Profit à la vente d'actifs et autres										6
Résultat avant impôts sur le résultat										346

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	681	204	1 154	526
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(355)	276	11	252
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	326	480	1 165	778
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	2	2	10	7
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	12	40	34
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	—	27	7	35
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	12	(42)	(108)	16
Divers ³	3	9	8	17
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	357	488	1 122	887
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(36)	(27)	(100)	(75)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(2)	(3)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(14)	(11)	(39)	(31)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(75)	(54)	(204)	(126)
Paielements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)	(8)	(6)
Flux de trésorerie disponibles⁴	228	393	769	646
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	263	271	265	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	1,36	1,80	4,23	3,27
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,87	1,45	2,90	2,38

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA ajusté ^{1, 3}	453	555	1 343	1 093
Provisions	(4)	(5)	—	5
Charge d'intérêts	(40)	(47)	(123)	(151)
Charge d'impôt exigible	(37)	(11)	(55)	(36)
Profit (perte) de change réalisé(e)	(7)	3	(13)	18
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(6)	(9)	(22)	(23)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(2)	2	(8)	(19)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{2, 3}	357	488	1 122	887
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ³	(36)	(27)	(100)	(75)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(2)	(3)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(14)	(11)	(39)	(31)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(75)	(54)	(204)	(126)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(2)	(8)	(6)
Flux de trésorerie disponibles³	228	393	769	646

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) 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.

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

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 septembre 2023	31 déc. 2022
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 559	3 653
Titres échangeables	343	339
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(1 231)	(1 118)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671
Divers ⁴	(20)	(20)
Dettes nette ajustée⁵	3 322	3 525
BAIIA ajusté⁶	1 884	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 (17 millions de dollars pour la période close le 30 septembre 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 coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La dette nette ajustée n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

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 septembre 2023 était inférieur à celui de la période close le 31 décembre 2022 en raison de la hausse du BAIIA ajusté, des remboursements de la dette et de l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Perspectives pour 2023

Nos perspectives annuelles continuent de mettre en évidence des prévisions de flux de trésorerie solides pour 2023 et, par conséquent, au cours du deuxième trimestre, 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'accord d'arrangement en vertu duquel la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certains membres du même groupe qu'elle. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 1 million 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

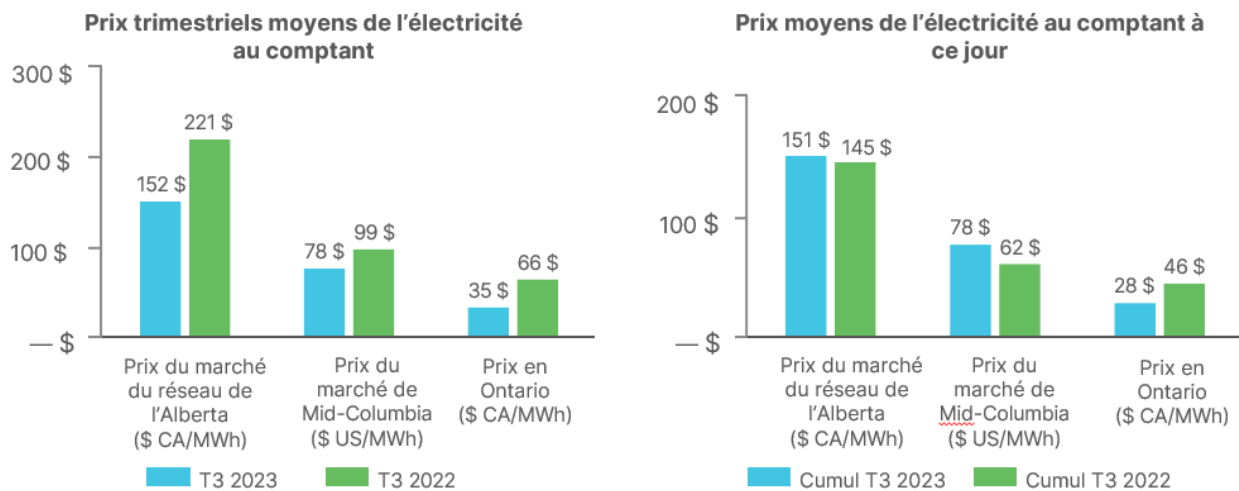
Fourchette des hypothèses	T4 2023	Exercice 2024
Production visée par des couvertures (GWh)	1 697	6 642
Prix couvert (\$/MWh)	89 \$	84 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	17 millions	59 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,34 \$	2,73 \$

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.

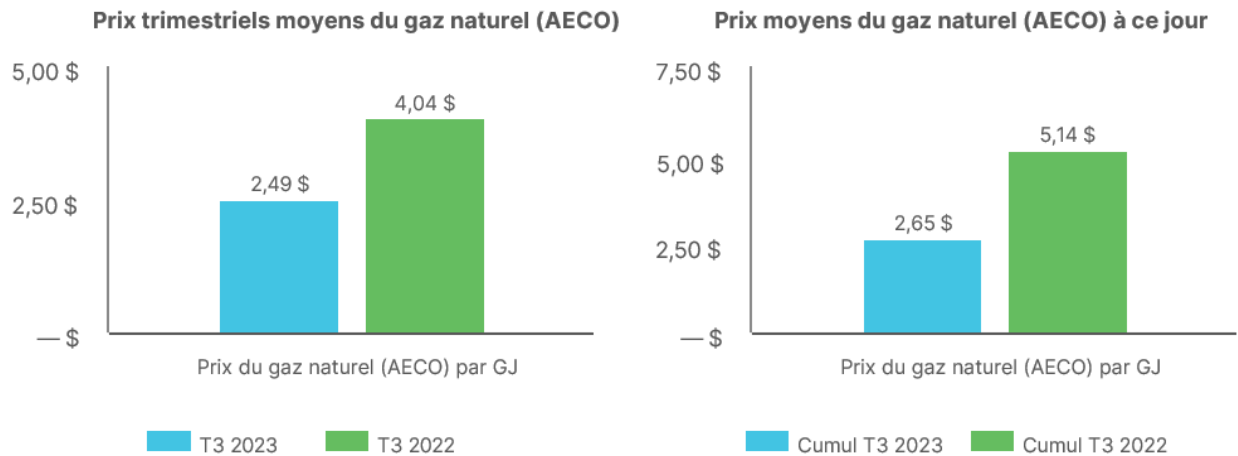
Prix du marché



Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les prix de l’électricité au comptant en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les prix de l’électricité au comptant en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique ont augmenté par rapport à ceux de 2022. En Alberta, la hausse des prix s’explique par le resserrement des conditions d’approvisionnement en raison de la baisse des importations nettes d’électricité attribuable à la hausse des prix dans les marchés adjacents et à la réduction de la capacité de transport des importations par l’AESO. 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 neuf mois close le 30 septembre 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 septembre 2023	Neuf mois clos le 30 septembre 2023	Dépenses prévues en 2023
Total des dépenses d'investissement de maintien	36	100	140-170

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023 a augmenté respectivement de 9 millions de dollars et de 25 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 réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills est bien avancée. Toutes les fondations ont maintenant été mises en place et toutes les éoliennes ont été entièrement réassemblées. Les éoliennes sont mises et remises en service au fur et à mesure de leur achèvement. À ce jour, 36 turbines ont été remises en service et les éoliennes restantes devraient être remises en service avant la fin du quatrième trimestre de 2023. Les dépenses d'investissement totales sont maintenant estimées à environ 157 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. Au 30 septembre 2023, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 2,6 milliards de dollars, dont 1,2 milliard de dollars en trésorerie, ce qui dépasse les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité. Le 5 octobre 2023, des liquidités de 800 millions de dollars ont été utilisées dans le cadre de la transaction avec TransAlta Renewables. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Stratégie et capacité de produire des résultats

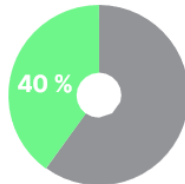
Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable, qui se concentre sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en développant son portefeuille de centrales de haute qualité grâce à des flux de trésorerie 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 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. La Société continue également d'évaluer et de rechercher les actifs de production alimentés au gaz naturel afin d'assurer la fiabilité nécessaire pour faciliter la transition énergétique, y compris l'évaluation du projet Pinnacle 1 et 2 en Alberta par la Société et les possibilités de contrats liées à la production d'électricité en Australie afin de répondre aux besoins en électricité de nos clients. 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.

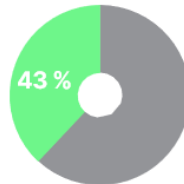
Nous prévoyons que la part du BAIIA ajusté de la Société provenant de sources renouvelables, y compris les technologies hydroélectrique, éolienne et solaire, augmentera à 70 % d'ici la fin de 2025. L'objectif à long terme en matière de décarbonation de la Société est d'atteindre la carboneutralité d'ici 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 6 novembre 2023, nous poursuivons nos progrès vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.

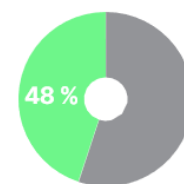
Capacité provenant
d'énergies renouvelables
ciblée de 2 GW



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	<p>Des projets d'énergie renouvelable et de transport de 548 MW sont en cours de construction, et la mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2023 et au premier trimestre de 2024.</p> <p>En août, le parc éolien Garden Plain de 130 MW a été mis en service. Le parc éolien est désormais entièrement visé par des contrats avec Pembina Pipeline Corporation et PepsiCo Canada, d'une durée de vie moyenne pondérée d'environ 17 ans.</p> <p>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.</p> <p>En octobre, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui ne sont pas déjà détenues, directement ou indirectement, par la Société. La transaction a apporté une contribution économique découlant d'une capacité de production supplémentaire de 1,2 GW et a augmenté la proportion des actifs de la Société visés par des contrats.</p>
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 315 millions de dollars.	En voie de réalisation	<p>Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 141 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire, notamment grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord, la construction récemment achevée du parc éolien Garden Plain, ainsi qu'aux projets de croissance et de transport de 548 MW actuellement en construction.</p> <p>L'acquisition de TransAlta Renewables augmentera le BAIIA proportionnel de TransAlta provenant de sources renouvelables de 100 à 120 millions de dollars qui seront conservés par les actionnaires de TransAlta.</p>
	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	<p>La Société travaille activement au développement de la filière. Au troisième trimestre de 2023, la Société a augmenté la capacité du parc solaire Sunhills de 55 MW, et a ajouté 131 MW à la liste de projets potentiels aux États-Unis et en Australie.</p>
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	<p>La Société est parvenue à ajouter de nouveaux actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats dans chacune de ses trois principales zones géographiques et a augmenté la proportion des actifs visés par des contrats en faisant l'acquisition des actions en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas détenues, directement ou indirectement, par TransAlta Renewables. 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.</p>
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	<p>La Société disposait de liquidités de 2,6 milliards de dollars au 30 septembre 2023.</p> <p>La Société a remis aux actionnaires 71 millions de dollars par voie de rachats d'actions en 2023 dans le cadre de l'OPRA.</p> <p>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.</p>

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
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 15 millions de dollars dans ce fonds au 30 septembre 2023.
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	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, ainsi que des changements relatifs au marché et à l'approbation faisant l'objet d'un examen en Alberta. TransAlta continue de fournir des conseils relativement à la façon de réduire les émissions tout en maintenant la fiabilité et l'abordabilité. 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 du gouvernement du Canada, ainsi qu'à l'exploration des possibilités de financement par le gouvernement de l'Alberta.

Croissance

En août 2023, le parc éolien Garden Plain a été mis en service. L'achèvement du parc éolien Garden Plain a ajouté 130 MW à notre capacité installée brute. Le parc éolien est désormais entièrement visé par des contrats. Nous prévoyons que le parc éolien Garden Plain contribuera à hauteur d'environ 13 à 14 millions de dollars au BAIIA annuel moyen.

En plus des projets en cours de construction, nous continuons de faire croître notre portefeuille de projets de croissance potentiels. Notre portefeuille comprend 418 MW de projets à un stade de développement avancé ainsi que de 4 377 MW à 5 477 MW de projets aux premiers stades de développement.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons élargi notre portefeuille de projets de croissance potentiels de 816 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.

Nous surveillons continuellement le calendrier et les coûts de nos projets en construction. Nos projets aux États-Unis ont connu des retards et une augmentation des coûts attribuables à la complexité et à l'achèvement des interconnexions de transport. Nous continuons de faire progresser les interconnexions et nous nous attendons à ce qu'elles soient terminées d'ici la fin de 2023.

Total du projet (en millions)									
Projet	Type	Région	MW	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ ¹	BAIIA annuel moyen ²	État
États-Unis									
White Rock	Énergie éolienne	OK	300	510 \$ US-530 \$ US	431 \$ US	T1 2024	—	53 \$ US-57 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons de gros matériel terminées Travaux de construction en cours
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	330 \$ US-340 \$ US	277 \$ US	T1 2024	—	31 \$ US-33 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Livraisons de gros matériel terminées Assemblage des éoliennes terminé 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	65 \$ AU	T4 2023	16	9 \$ AU-10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Construction terminée Mise en service en cours Achèvement prévu au quatrième trimestre de 2023
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	54 \$ AU-57 \$ AU	42 \$ AU	T4 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 quatrième trimestre de 2023
Total³			548	1 228 \$-1 274 \$	1 225			125 \$-135 \$	

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

2) 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.

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. 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 ³
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	2026	100	250 \$-270 \$	23 \$-25 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SEC	Gaz	Australie-Occidentale	2025	94	210 \$ AU-230 \$ AU	28 \$ AU-32 \$ AU
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	2025	180	150 \$-170 \$ ²	15 \$-17 \$
Expansion du réseau de transport en Australie	Transport	Australie-Occidentale	2025	s. o.	70 \$ AU-75 \$ AU	7 \$ AU-8 \$ AU
Pinnacle 1 et 2	Gaz	Alberta	2025	44	60 \$-70 \$	12 \$-15 \$
Total⁴				418	715 \$-788 \$	82 \$-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) Dépenses estimées, déduction faite du financement public et des crédits d'impôt prévus.

3) 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.

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.

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	2027	300
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2028	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2028	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2028	70
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	2027	170
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	2026	57
Possibilité liée au stockage par batteries au Canada	Batteries	Nouveau-Brunswick	2026	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 ²	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	1 857-2 707
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
Canadian River	Énergie éolienne	Oklahoma	2027	250
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	2027	130
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2027	50
Square Top Solar	Énergie solaire	Oklahoma	2027	195
Swan Creek	Énergie éolienne	Nebraska	2026	126
Autres projets éoliens et solaires potentiels	Énergie éolienne et énergie solaire	Divers	À partir de 2025	430
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Divers	Washington	À déterminer	250-500
			Total	2 235-2 485
Australie				
Projets potentiels en Australie	Gaz, énergie éolienne et énergie solaire	Australie-Occidentale	À partir de 2025	235
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2026	50
			Total	285
Canada, États-Unis et Australie			Total	4 377-5 477

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

2) Représente la participation de 50 % de la Société dans Tent Mountain. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 neuf mois close le 30 septembre 2023, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 68 millions de dollars en raison des révisions des flux de trésorerie estimés et du calendrier des flux de trésorerie pour certains actifs des secteurs Gaz et Transition énergétique. Le calendrier des flux de trésorerie a été ajusté pour optimiser et maximiser l'efficacité en mettant en œuvre des travaux de remise en état nécessaires. Les actifs d'exploitation inclus dans les immobilisations corporelles ont diminué de 15 millions de dollars, et un montant de 53 millions de dollars a été comptabilisé en résultat net à titre de reprises de dépréciation liées aux actifs mis hors service.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les révisions des taux d'actualisation ont entraîné une diminution de 11 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état en raison d'une augmentation des taux d'actualisation, découlant principalement de l'augmentation des taux de référence à long terme du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 7,3 % à 10,0 % au 30 septembre 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 4 millions de dollars liée aux actifs d'exploitation et la comptabilisation en résultat net d'une imputation pour dépréciation de 7 millions de dollars liée aux actifs mis hors service. Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés résumés non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023.

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 neuf mois closes le 30 septembre 2023, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation d'actifs, déduction faite des reprises de dépréciation, et des reprises de dépréciation d'actifs, déduction faite des imputations pour dépréciation, de respectivement 6 millions de dollars et 14 millions de dollars. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés résumés non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023.

Changement dans l'estimation – Durée d'utilité

Au cours du troisième trimestre de 2023, la Société a ajusté la durée d'utilité de certains actifs dans le secteur Gaz afin de tenir compte des changements apportés en fonction des prévisions d'exploitation des actifs. Cet ajustement a entraîné une diminution de 46 millions de dollars de la dotation aux amortissements comptabilisée au troisième trimestre de 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. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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. Le projet du REP a été publié dans la Gazette du Canada, Partie I, le 19 août 2023. Une période de consultation publique de 75 jours a pris fin le 2 novembre 2023, et la version définitive du REP devrait être publiée en 2024.

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. Le 4 août 2023, le gouvernement du Canada a publié des propositions législatives visant à tenir une consultation

afin de faire progresser les principales priorités budgétaires, y compris le CII pour les technologies propres, le CII pour la fabrication propre et le CII pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone. La version définitive de la législation devrait être publiée en 2024.

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 suspension n'aura pas d'incidence sur les projets Tempest ou WaterCharger, qui ont déjà obtenu l'approbation de la centrale AUC. Parallèlement, l'Alberta Utilities Commission a été chargée de mener une enquête sur le développement des énergies renouvelables qui tiendra compte des incidences de la production d'énergie renouvelable sur l'utilisation, la fiabilité et la remise en état des terrains. La Société participera à l'enquête et aux consultations associées qui seront tenues par le gouvernement de l'Alberta relativement à la mise en valeur de projets d'énergie renouvelable dans la province. Parallèlement, l'AESO continue de mettre en œuvre l'initiative Market Pathways, qui vise à cerner les principaux défis futurs auxquels fera face le réseau électrique de l'Alberta et à formuler des recommandations sur les changements à apporter à la conception du marché pour en assurer la fiabilité et l'abordabilité. La mise en place de l'initiative se poursuivra jusqu'au troisième trimestre de 2024.

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. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières et la SEC ont toutes deux indiqué qu'elles devraient publier 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. Les indications pour les collectivités à faible revenu et les collectivités énergétiques ont été publiées le 10 août 2023. Le 16 août 2023, à l'occasion du premier anniversaire de l'IRA, le département du Trésor a publié 38 indications et règles entourant les dispositions transversales concernant les primes relatives aux CII et aux CIP.

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 composants 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 neuf mois closes le 30 septembre 2023, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler 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 septembre 2023, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

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

Réduction de la capacité nominale

Réduire la capacité électrique nominale d'une installation ou d'une unité de production d'électricité.

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.

Services auxiliaires

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

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