

TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Se reporter à la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Table des matières

RG2	Énoncés prospectifs	RG47	Situation financière
RG4	Description des activités	RG53	Flux de trésorerie
RG6	Faits saillants	RG56	Dépenses d'investissement
RG7	Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG58	Priorités stratégiques
RG10	Rendement d'exploitation et rendement financier	RG60	Autre analyse consolidée
RG21	Perspectives pour 2026	RG62	Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires
RG24	Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG75	Principales méthodes comptables, estimations comptables critiques et modifications comptables
RG38	Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG76	Instruments financiers
RG39	Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta	RG78	Gestion du risque
RG45	Principales informations trimestrielles	RG97	Contrôles et procédures de communication de l'information

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés annuels audités de 2025 (les «états financiers consolidés») et notre notice annuelle de 2025 pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. 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 ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada telles que publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 décembre 2025. Tous les montants présentés dans les tableaux ci-dessous sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire, à l'exception des montants par action, qui sont en dollars entiers, à la deuxième décimale près. Le présent rapport de gestion est daté du 26 février 2026. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»).

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.

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 :

- les objectifs stratégiques de la Société et la probabilité que la mise en œuvre de la stratégie de la Société dégage de la valeur pour les actionnaires;
- notre stratégie d'affectation du capital et de financement;
- nos perspectives pour 2026;
- notre rendement financier et opérationnel, y compris notre position de couverture;
- l'optimisation et la diversification de nos actifs existants;
- la capacité de plus en plus visée par des contrats de notre portefeuille;
- les attentes concernant les stratégies de croissance et d'expansion;
- la signature d'un protocole d'entente sur le centre de données et son cadre pour l'aménagement sur plusieurs phases de la centrale de Keepphills, prévoyant notamment la signature de contrats exécutoires définitifs avec nos contreparties pour la phase 1, l'évaluation des possibilités à l'égard des phases d'aménagement supplémentaires et la possibilité que ces phases d'aménagement supplémentaires représentent une charge de 1 GW;
- les coûts et échéanciers attendus des projets prévus, y compris du projet de conversion du charbon au gaz de la centrale de Centralia;
- les processus réglementaires attendus et les résultats connexes, y compris en ce qui a trait à l'ordonnance émise par le département de l'Énergie des États-Unis relativement à l'unité 2 de la centrale de Centralia;
- le secteur de la production d'électricité et l'offre et la demande d'électricité;
- les plans de relève de notre chef de la direction et de notre chef des finances;
- le caractère cyclique de nos activités;
- l'issue attendue de poursuites judiciaires;
- l'incidence prévue de futures modifications fiscales et comptables;

- les prévisions relatives aux conditions du secteur et du marché et à la conjoncture économique.

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, notamment à la tarification du carbone, aux incitatifs pour la production d'énergie renouvelable, aux taux de redevances et aux règlements liés aux changements climatiques;
- aucun retard prévu dans l'obtention des approbations réglementaires et d'autres approbations de tiers obligatoires;
- aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit;
- aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures;
- aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport;
- aucune modification importante des taux d'intérêt ou des taux de change;
- aucune modification importante de la demande d'électricité et de la croissance de la production;
- aucune modification importante à l'intégrité et à la fiabilité de nos centrales;
- aucune modification importante aux notes de la dette et de crédit de la Société;
- aucune modification imprévue de la conjoncture économique et des conditions du marché;
- aucun événement important hors du cours normal des affaires;
- aucune modification importante de la capacité de la Société à développer, obtenir et mettre en œuvre, en temps opportun et selon des modalités raisonnables, la technologie nécessaire pour exploiter les actifs de la Société de manière efficiente et efficace, et atteindre les résultats futurs prévus;
- aucune perturbation importante de la chaîne d'approvisionnement ou aucune pénurie de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée;
- aucune modification importante de la capacité de la Société à avoir accès aux marchés financiers selon des modalités raisonnables; et
- aucune modification importante apportée aux lois, règlements, accords, traités, taxes, tarifs, droits ou politiques en matière de commerce international du Canada, des États-Unis ou d'autres pays.

Ces hypothèses reposent sur les informations dont TransAlta dispose actuellement, y compris les informations provenant de sources tierces. Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux prévus dans ces hypothèses.

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, sans toutefois s'y limiter :

- les fluctuations des prix de l'électricité;
- l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité;
- notre capacité à conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix permettant de dégager les rendements attendus;
- notre capacité à remplacer les contrats lorsqu'ils arrivent à échéance;
- les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions;
- notre capacité à développer, obtenir et mettre en œuvre, en temps opportun et selon des modalités raisonnables, la technologie nécessaire pour exploiter les actifs de la Société de manière efficiente et efficace, et atteindre les résultats futurs prévus;
- la difficulté à mobiliser des fonds à l'avenir selon des modalités raisonnables;
- les engagements à long terme relatifs à la capacité de livraison de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps;
- les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques, y compris les modifications apportées à la tarification du carbone, aux politiques en matière d'énergie renouvelable et à la réglementation sur les émissions au Canada, aux États-Unis et en Australie;
- les exigences environnementales et les modifications qui y sont apportées ou les responsabilités en découlant;
- les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées et les pannes de matériel;
- les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité;
- la fiabilité du réseau;
- les baisses de production;
- la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs;
- les incidences défavorables sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, y compris les menaces accrues liées à la cybersécurité;
- la gestion des risques liés aux produits de base et des risques liés aux opérations sur les produits énergétiques;
- la disponibilité réduite de main-d'œuvre, la capacité à continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations et autres questions de relations de travail;
- les perturbations de nos chaînes d'approvisionnement;
- les conditions météorologiques et leur incidence sur la production d'électricité et la demande;
- les risques liés aux changements climatiques, notamment la fréquence et la gravité accrues des phénomènes météorologiques extrêmes;
- la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production;
- les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, la hausse des taux d'intérêt, les fluctuations des taux de change ou la hausse de l'inflation;
- l'évolution générale de la situation économique et politique nationale et internationale, y compris l'imposition éventuelle de tarifs douaniers;
- le risque lié au secteur et la concurrence, notamment celui lié aux technologies émergentes touchant la demande, la production, la distribution ou le stockage d'électricité;
- le risque de crédit de contrepartie;
- le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance;
- l'augmentation des impôts sur le résultat de la Société et tout risque de nouvelle cotisation;
- les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie;
- les risques liés à la réputation et aux parties prenantes; et
- la dépendance à l'égard du personnel clé.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion.

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 du présent rapport de gestion 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 sa publication. 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 dans le présent document 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

TransAlta Corporation est l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada : nous détenons et exploitons un portefeuille diversifié d'actifs au Canada, aux États-Unis (É.-U.) et en Australie-Occidentale. Notre portefeuille, qui recourt à des intrants tels que l'énergie hydrique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage par batteries et la production d'énergie thermique, se voit complété par nos capacités d'optimisation des actifs et de commercialisation de l'énergie. En tant que l'un des plus grands producteurs canadiens d'énergie éolienne et thermique et en tant que plus important producteur d'hydroélectricité de l'Alberta, TransAlta demeure engagée à maintenir une composition diversifiée de la production. Grâce à de solides flux de trésorerie reposant sur un portefeuille de qualité supérieure, TransAlta aspire à dégager une valeur durable à long terme pour ses actionnaires dans un paysage énergétique en constante évolution.

Portefeuille d'actifs

Notre portefeuille d'actifs est géographiquement diversifié et nos activités sont réparties sur nos principaux marchés.

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique sont responsables de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre portefeuille d'actifs marchands en Amérique du Nord (à l'exclusion de l'Alberta), ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage de gaz naturel, de la transmission de connaissances pour soutenir notre équipe

de croissance et de la production d'une marge brute autonome distincte de nos activités liées aux actifs par l'intermédiaire d'une plateforme de négociation et de commercialisation de l'énergie nord-américaine de premier plan.

Notre portefeuille diversifié comprend à la fois des actifs de grande qualité visés par des contrats et des actifs marchands. Nos actifs visés par des contrats procurent des flux de trésorerie et des résultats stables à long terme, permettant ainsi d'équilibrer notre base de production marchande. Nos actifs marchands comprennent notre portefeuille unique de centrales hydroélectriques, notre portefeuille traditionnel de centrales thermiques et nos actifs éoliens. Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 58 % de notre capacité est située, et 77 % de notre capacité en Alberta peut être utilisée sur le marché de la production marchande.

En Alberta, la Société assure la gestion de son exposition marchande par la mise en œuvre de stratégies de couverture comprenant une base importante de clients commerciaux et industriels, assorties de couvertures financières. Une partie importante de notre capacité de production thermique et hydroélectrique en Alberta peut être couverte de façon à garantir davantage les flux de trésorerie tout en étant disponible pour procurer des avantages grâce à l'optimisation de notre portefeuille de production marchande. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2026» et à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée par secteur de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 décembre 2025 :

Au 31 décembre 2025		Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergé- tique ²	Total
Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	834	764	3 650	—	5 248
	Nombre de centrales	17	14	15	—	46
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)	—	16	8	—	10
	Capacité visée par des contrats (MW)	—	336	887	—	1 223
	Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	—	44	24	—	23
Canada, sans l'Alberta	Capacité installée brute (MW) ¹	88	751	705	—	1 544
	Nombre de centrales	7	9	4	—	20
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)	14	8	6	—	7
	Capacité visée par des contrats (MW)	88	751	705	—	1 544
	Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	100	100	100	—	100
États-Unis	Capacité installée brute (MW) ¹	—	1 024	29	671	1 724
	Nombre de centrales	—	10	1	2	13
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)	—	12	—	—	9
	Capacité visée par des contrats (MW)	—	1 024	29	301	1 354
	Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	—	100	100	45	79
Australie- Occidentale	Capacité installée brute (MW) ¹	—	48	450	—	498
	Nombre de centrales	—	3	6	—	9
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)	—	13	13	—	13
	Capacité visée par des contrats (MW)	—	48	450	—	498
	Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	—	100	100	—	100
Total	Capacité installée brute (MW) ¹	922	2 587	4 834	671	9 014
	Nombre de centrales	24	36	26	2	88
	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années)	14	11	8	—	9
	Capacité visée par des contrats (MW)	88	2 159	2 071	301	4 619
	Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%) ³	10	83	43	45	51

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée est fonction de la quote-part de la participation détenue dans une centrale. Se reporter à la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» du rapport annuel de 2025 pour plus de précisions.

2) Comprend la centrale alimentée au charbon de Centralia et la centrale hydroélectrique de Skookumchuck.

3) Environ 51 % de notre capacité installée totale est visée par des contrats conclus avec des contreparties solvables.

Faits saillants

La Société a affiché un solide rendement opérationnel pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. La baisse des prix de l'électricité en Alberta, la volatilité modérée à l'échelle des marchés et la diminution des ressources éoliennes ont eu une incidence sur les résultats de la Société par rapport à l'exercice précédent, le BAIIA ajusté se situant en deçà de l'extrémité inférieure de la fourchette des attentes de la direction. Les flux de trésorerie disponibles, malgré une diminution par rapport à l'exercice précédent, se sont élevés légèrement au-dessus du point médian des perspectives de

la Société pour 2025, en raison surtout de la diminution de la charge d'impôt exigible et de la baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle. La Société a atténué en partie l'incidence de la baisse des prix de l'électricité en Alberta en réglant un volume plus élevé de couvertures à des prix nettement plus élevés que ceux du marché au comptant et elle a également bénéficié de l'intégration des actifs de Heartland acquis à la fin de 2024.

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Informations opérationnelles¹				
Disponibilité (%)	90,1	87,8	92,3	91,2
Production (GWh)	6 725	6 199	24 521	22 811
Principales informations financières¹				
Produits des activités ordinaires	599	678	2 405	2 845
BAIIA ajusté ²	247	282	1 104	1 255
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ²	14	38	181	396
Résultat avant impôts sur le résultat	(42)	(51)	(141)	319
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté ²	(19)	3	57	236
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(65)	(190)	177
Flux de trésorerie¹				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	231	215	646	796
Fonds provenant des activités d'exploitation ²	162	135	749	816
Flux de trésorerie disponibles ²	93	46	514	575
Par action¹				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	297	298	297	302
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté ^{2,3}	(0,06)	0,01	0,19	0,78
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,21)	(0,22)	(0,64)	0,59
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,13	0,13	0,26	0,24
Dividendes déclarés par action privilégiée	0,68	0,69	1,36	1,36
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ⁴	0,78	0,72	2,18	2,64
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{2,3}	0,55	0,45	2,52	2,70
Flux de trésorerie disponibles par action ^{2,3}	0,31	0,15	1,73	1,90

1) Le 4 décembre 2024, la Société a conclu l'acquisition de Heartland Generation, qui a ajouté 1 747 MW à la capacité installée brute, à l'exclusion des centrales de Poplar Hill et de Rainbow Lake (collectivement, les «dessaisissements exigés»). Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion. Les états financiers publiés selon les IFRS tiennent compte des résultats attribuables aux dessaisissements exigés jusqu'à la date de cession en vertu d'un consentement conclu avec le commissaire de la concurrence du Canada. Nos mesures non conformes aux IFRS et nos principaux indicateurs de performance opérationnels ne tiennent pas compte des résultats des dessaisissements exigés.

2) Ces mesures et ratios non conformes aux IFRS ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur ces éléments. Se reporter également à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information concernant ces mesures et ratios non conformes aux IFRS, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

3) Le résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté, 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. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures et ratios non conformes aux IFRS.

4) Constituent une mesure financière supplémentaire et correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Aux 31 décembre	2025	2024
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles ¹	1 500	1 616
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple) ^{2, 3}	4,0	3,6
Total de la dette nette consolidée ^{2, 4}	3 725	3 798
Actif et passif		
Total de l'actif	8 661	9 499
Total des passifs non courants ⁵	5 366	5 087
Total du passif	7 196	7 656

- 1) Les liquidités disponibles sont une mesure financière supplémentaire et correspondent à la somme du total de la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties et les facilités à terme et de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire et des montants prélevés sur les facilités à vue sans engagement.
- 2) Ces mesures et ratios non conformes aux IFRS ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur ces éléments. Se reporter également à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information concernant ces mesures et ratios non conformes aux IFRS, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.
- 3) Le ratio IFRS le plus directement comparable à la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple), qui correspond au total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives de 3 593 millions de dollars (3 808 millions de dollars au 31 décembre 2024), divisé par la perte avant impôts sur le résultat de 141 millions de dollars pour les quatre derniers trimestres (résultat avant impôts sur le résultat de 319 millions de dollars au 31 décembre 2024), est de (25) fois (12 fois au 31 décembre 2024). Se reporter à la rubrique «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la méthode de calcul.
- 4) La mesure IFRS la plus directement comparable au total de la dette nette consolidée est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives, qui correspond à 3 593 millions de dollars (3 808 millions de dollars au 31 décembre 2024). Se reporter au tableau de la rubrique «Situation financière» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.
- 5) Le total des passifs non courants correspond au total des passifs non courants comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés présentés selon les IFRS.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Signature du protocole d'entente sur l'aménagement du centre de données à la centrale de Keephills

Le 26 février 2026, la Société a conclu un protocole d'entente avec l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada et Brookfield afin d'accélérer l'aménagement d'un centre de données en Alberta, pour lequel TransAlta est le fournisseur exclusif du site et de l'électricité. Le protocole d'entente établit un cadre pour l'aménagement sur plusieurs phases à la centrale de Keephills de la Société, située dans le comté de Parkland, qui prévoit un contrat d'achat d'électricité à long terme initial d'environ 230 MW et l'évaluation des possibilités à l'égard de projets d'aménagement supplémentaires représentant une charge pouvant aller jusqu'à 1 GW. L'aménagement est assujéti aux approbations réglementaires et à la conclusion de contrats définitifs par les parties.

Déclaration de la hausse du dividende sur les actions ordinaires

Le conseil d'administration de la Société a approuvé une augmentation annualisée de 0,02 \$ (8 %) du dividende sur les actions ordinaires et a déclaré un dividende de 0,07 \$ par action ordinaire le 25 février 2026 payable le 1^{er} juillet 2026 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} juin 2026. Le dividende trimestriel de 0,07 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,28 \$ par action ordinaire.

Acquisition de Far North

Le 2 février 2026, la Société a conclu l'acquisition de Far North Power Corporation (Far North) pour un prix d'acquisition de 95 millions de dollars auprès d'une société membre de Hut 8 Corporation sous réserve d'ajustements du fonds de roulement et d'autres ajustements. TransAlta a financé le montant net du paiement en espèces versé dans le cadre de la transaction en combinant des fonds en caisse et des emprunts sur ses facilités de crédit.

La transaction se traduit par l'ajout d'une capacité de 310 MW de quatre centrales alimentées au gaz naturel à notre marché principal de l'Ontario, portant la capacité installée totale de la Société dans la province à 1 384 MW.

Placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains et rachat anticipé des billets de premier rang à 7,8 %

Le 22 décembre 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, à un taux d'intérêt nominal fixe de 5,9 % par année et venant à échéance le 1^{er} février 2034. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les billets ont été émis à 99,4 % de la valeur nominale, ce qui a donné lieu à un produit net de 541 millions de dollars (393 millions de dollars américains), et pourront être rachetés dans trois ans. Les versements d'intérêts sur les billets sont effectués semestriellement, soit le 1^{er} février et le 1^{er} août, le premier versement étant prévu pour le 1^{er} août 2026.

Le produit du placement a été utilisé pour racheter la totalité des billets de premier rang en circulation à 7,8 % d'un montant de 400 millions de dollars américains de la Société avant la date d'échéance prévue du 15 novembre 2029 au prix de rachat total de 573 millions de dollars (416 millions de dollars américains)

Mise sous cocon de l'unité 1 de la centrale de Sheerness

Le 18 décembre 2025, la Société a avisé l'Alberta Electric System Operator (AESO) qu'elle mettrait temporairement sous cocon l'unité 1 de la centrale de Sheerness à compter du 1^{er} avril 2026 pour une période maximale de deux ans. La Société s'accorde une marge de manœuvre pour remettre en service l'unité mise sous cocon lorsque les données fondamentales du marché s'amélioreront ou que des possibilités de conclure des contrats seront garanties. L'unité demeurera disponible et pleinement en exploitation jusqu'au premier trimestre de 2026 et l'unité 2 de la centrale de Sheerness restera complètement en service.

Obligation pour l'unité 2 de la centrale de Centralia de demeurer disponible

Le 16 décembre 2025, la Société a reçu une ordonnance du ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE) (l'«ordonnance») exigeant que l'unité 2 de la centrale de Centralia de 700 MW demeure disponible aux fins d'exploitation sur demande pour une période de 90 jours jusqu'au 16 mars 2026. La Société se conforme actuellement à l'ordonnance et

continue de travailler de concert avec le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'État à cet égard.

Conclusion d'un accord tarifaire visant Centralia

Le 9 décembre 2025, la Société a annoncé la conclusion d'un accord tarifaire à long terme (l'«accord tarifaire») avec Puget Sound Energy visant la conversion du charbon au gaz naturel de l'unité 2 de la centrale de Centralia de 700 MW. La conversion permet de prolonger la durée de vie de la centrale et tirera parti des turbines, du transport et de l'infrastructure existants tout en réduisant les émissions.

L'accord tarifaire prévoit une capacité de paiement à prix fixe jusqu'en 2044 pour la centrale. Le projet de conversion du charbon au gaz devrait exiger un capital d'environ 600 millions de dollars américains et, une fois la centrale en service, il générera des flux de trésorerie visés par des contrats sur la durée de vie de l'accord tarifaire. La Société prévoit prendre une décision d'investissement finale relative au projet au début de 2027, après l'obtention des approbations réglementaires obligatoires. Les processus d'obtention des permis se poursuivront tout au long de 2026, suivis de la construction en 2027–2028, la conversion des activités d'exploitation alimentées au gaz naturel devant débuter à la fin de 2028.

Relève du chef de la direction

Le 6 novembre 2025, la Société a annoncé que John Kousinioris, président et chef de la direction et administrateur de TransAlta, prévoit prendre sa retraite à compter du 30 avril 2026. Parallèlement à cette annonce, le conseil d'administration a nommé Joel Hunter, vice-président directeur, Finances et chef des finances, au poste de président et chef de la direction pour succéder à M. Kousinioris, et pour siéger au conseil, avec prise d'effet le 30 avril 2026. Kousinioris a accepté d'agir en tant que conseiller stratégique auprès de M. Hunter et du conseil pendant une période de six mois suivant son départ à la retraite. Le nom du successeur du chef des finances de la Société sera annoncé au cours des prochains mois.

Contrat de service de transport lié à la demande

Le 3 octobre 2025, la Société a conclu des contrats de service de transport lié à la demande de 230 MW avec l'AESO, ce qui représente la totalité des contrats octroyés à la Société dans le cadre de la phase 1 du programme d'intégration de charge importante de centres de données de l'AESO.

Conclusion des dessaisissements exigés

Le 1^{er} août 2025, la Société a conclu la vente de la totalité de sa participation dans la centrale de Poplar Hill de 48 MW, puis la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Rainbow Lake de 97 MW le 2 octobre 2025. Les deux dessaisissements étaient exigés par le consentement conclu avec le Bureau fédéral de la concurrence dans le cadre de l'obtention de l'approbation réglementaire liée à l'acquisition de Heartland Generation. Energy Capital Partners a reçu le produit de la vente des deux centrales, déduction faite de certains ajustements.

Prolongation de la facilité de crédit

Le 16 juillet 2025, la Société a renforcé sa situation de trésorerie en concluant avec un syndicat de prêteurs des ententes visant à prolonger d'un an ses facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars. Grâce à ces ententes révisées, la facilité consortiale a été réduite, passant de 1,95 milliard de dollars à 1,90 milliard de dollars, et son échéance a été prolongée au 30 juin 2029. Les échéances des facilités de crédit bilatérales de 240 millions de dollars ont été prolongées d'un an, soit jusqu'au 30 juin 2027. Les ententes modifiées renforcent la marge de manœuvre financière, ce qui constitue une priorité stratégique.

Conclusion de nouveaux contrats visant des parcs éoliens en Ontario

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la Société a conclu de nouveaux contrats visant ses parcs éoliens de Melancthon 1, de Melancthon 2 et de Wolfe Island en vertu du deuxième contrat d'approvisionnement en énergie à moyen terme de cinq ans («MT2e») de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario. Le MT2e remplacera les contrats d'approvisionnement en énergie actuels visant les trois parcs éoliens lorsqu'ils arriveront à échéance, prolongeant les dates des contrats jusqu'au 30 avril 2031 pour Melancthon 1 et jusqu'au 30 avril 2034 pour Melancthon 2 et Wolfe Island.

Placement de billets de premier rang

Le 24 mars 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 450 millions de dollars, à un taux d'intérêt nominal de 5,625 % par année et venant à échéance le 24 mars 2032. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les versements d'intérêts sur les billets sont effectués semestriellement, soit

le 24 mars et le 24 septembre, le premier versement ayant été fait le 24 septembre 2025.

Le 25 mars 2025, la Société a remboursé sa facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars avant la date d'échéance prévue du 7 septembre 2025 au moyen du produit du placement de billets de premier rang.

Nova Clean Energy, LLC

Au cours du premier trimestre de 2025, la Société a effectué un investissement stratégique dans Nova Clean Energy, LLC («Nova»), un promoteur de projets d'énergie renouvelable. L'investissement comprend un prêt à terme de 75 millions de dollars américains et une facilité de crédit renouvelable de 100 millions de dollars américains. Au 31 décembre 2025, un montant de 106 millions de dollars américains avait été emprunté par Nova aux termes des facilités de crédit. L'encours du principal aux termes de l'emprunt à terme et de la facilité renouvelable porte intérêt à un taux annuel de 7 %, l'intérêt étant payable trimestriellement. La facilité d'emprunt à terme et la facilité renouvelable ont une durée de respectivement six et cinq ans, sauf en cas de remboursement accéléré. L'emprunt à terme est convertible en une participation minoritaire en tout temps, avant l'échéance, au gré de la Société, et tout engagement d'emprunt à terme non utilisé au moment de la conversion serait alors résilié. Cet investissement confère à la Société le droit exclusif d'acheter les projets de développement à un stade avancé de Nova dans l'ouest des États-Unis.

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

Le 27 mai 2025, la Société a annoncé avoir reçu l'approbation de la Bourse de Toronto visant le rachat d'au plus 14 millions d'actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2025 et qui se terminera le 30 mai 2026.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société a racheté et annulé un total de 1 932 800 actions ordinaires à un prix moyen de 12,42 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 24 millions \$, y compris l'impôt.

Mise sous cocon de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 1^{er} avril 2025, la Société a mis sous cocon l'unité 6 de la centrale de Sundance pour une période maximale de deux ans, selon la conjoncture du marché. TransAlta s'accorde une marge de manœuvre pour remettre en service l'unité mise sous cocon lorsque les données fondamentales du marché le permettront ou des possibilités de conclure des contrats seront garanties.

Rendement d'exploitation et rendement financier

Rendement d'exploitation

Disponibilité

Le tableau suivant présente la disponibilité (%) par secteur :

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	94,4	85,8	92,0	90,7
Énergie éolienne et énergie solaire	94,6	92,2	94,4	93,4
Gaz	85,9	84,1	91,8	92,2
Transition énergétique	92,5	91,7	88,5	80,0
Disponibilité (%)	90,1	87,8	92,3	91,2

La disponibilité est une mesure importante pour la Société, car elle représente le pourcentage de temps pendant lequel une centrale est disponible pour produire de l'électricité et est un indicateur du rendement global du portefeuille.

La disponibilité est touchée par les interruptions planifiées et non planifiées ainsi que les réductions de la capacité nominale. La Société prévoit des interruptions planifiées pour entretenir, réparer ou rénover les centrales à des moments choisis afin de réduire l'impact sur les activités au minimum. Dans un contexte de prix élevés, le calendrier des interruptions peut être ajusté pour accélérer la remise en service de l'unité.

Trois mois clos le 31 décembre 2025

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 s'est établie à 90,1 %, comparativement à 87,8 % pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la diminution des interruptions planifiées à des fins d'entretien dans les secteurs Hydroélectricité, Gaz et Transition énergétique; et
- du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées à des fins d'entretien dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Exercice clos le 31 déc. 2025

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à 92,3 %, comparativement à 91,2 % en 2024. La hausse de la disponibilité par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par :

- la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique;
- l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024 et de leur disponibilité accrue en 2025; et
- la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à des fins d'entretien dans le secteur Hydroélectricité; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des interruptions non planifiées et des réductions de la capacité nominale dans le secteur Gaz.

Production et production moyenne à long terme

Le tableau suivant présente la production et la production moyenne à long terme sur une base consolidée de chacun de nos secteurs :

	2025			2024		
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Trois mois clos les 31 décembre						
Hydroélectricité	336	447	75 %	452	447	101 %
Énergie éolienne et énergie solaire	2 008	2 175	92 %	1 831	2 175	84 %
Gaz	3 499			2 875		
Transition énergétique	882			1 041		
Total	6 725			6 199		

	2025			2024		
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Exercices clos les 31 décembre						
Hydroélectricité	1 914	2 015	95 %	1 723	2 015	86 %
Énergie éolienne et énergie solaire ¹	6 454	7 457	87 %	5 949	6 876	87 %
Gaz	13 003			12 317		
Transition énergétique	3 150			2 822		
Total	24 521			22 811		

1) L'augmentation de la production moyenne à long terme dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire est attribuable aux nouveaux parcs éoliens, y compris les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill mis en service au premier semestre de 2024.

Outre la disponibilité, la Société utilise la production moyenne à long terme comme autre indicateur du rendement de ses centrales d'énergie renouvelable selon lequel les niveaux de production réels sont comparés aux niveaux de production moyens à long terme prévus. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre. Sur des périodes plus longues, les centrales devraient produire selon leurs moyennes à long terme, ce qui est généralement considéré comme un indicateur de rendement fiable.

La production moyenne à long terme est calculée 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 des secteurs Gaz et Transition énergétique n'est pas prise en compte, car la production de ces centrales peut être répartie et qu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande.

Trois mois clos le 31 décembre 2025

La production totale pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté de 526 GWh, ou 8 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'ajout de la production des centrales alimentées au gaz de Heartland acquises en décembre 2024;
- de l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia en raison de l'accroissement de la disponibilité par rapport à la période correspondante de 2024, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du trimestre; et
- de la hausse de la disponibilité et des ressources éoliennes dans l'ensemble du Canada et des É.-U; le tout contrebalancé en partie par :
- l'optimisation accrue de la répartition en Alberta dans le secteur Gaz en raison de la baisse des prix du marché;
- la diminution de la production dans le secteur Hydroélectricité attribuable à la baisse des prix du marché et à la conservation de l'eau; et

- la diminution de la production à la centrale de Centralia en raison de la baisse des prix dans la région du Mid-Columbia.

Exercice clos le 31 déc. 2025

La production totale pour 2025 a augmenté de 1 710 GWh, ou 7 %, par rapport à celle de 2024, en raison surtout :

- de l'ajout de la production des centrales alimentées au gaz de Heartland acquises en décembre 2024;
- de l'incidence de la production des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill mis en service au premier semestre de 2024;
- de l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia en raison de l'accroissement de la disponibilité par rapport à 2024, alors que la centrale avait

fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du quatrième trimestre;

- de la hausse de la disponibilité de la centrale de Centralia;
- d'une hausse de la production dans le secteur Hydroélectricité attribuable à l'augmentation des réserves hydriques et à l'optimisation de l'approvisionnement en eau; et
- de l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada; le tout contrebalancé en partie par :
- l'optimisation accrue de la répartition en Alberta dans le secteur Gaz en raison de la baisse des prix du marché.

Prix du marché

Trois mois clos les 31 déc. Exercices clos les 31 déc.

	2025	2024	2025	2024
Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)	43	52	44	63
Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh)	38	41	42	56
Prix au comptant de l'électricité en Ontario ¹ (\$/MWh)	78	34	60	32
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ (\$)	2,15	1,42	1,61	1,29

1) Les prix au comptant de l'électricité en Ontario jusqu'à la fin d'avril 2025 étaient fondés sur le tarif horaire de l'énergie en Ontario (THEO). À compter du 1^{er} mai 2025, les prix sont fondés sur les prix de l'énergie par zone de l'Ontario de 24 heures.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025, les prix au comptant de l'électricité en Alberta ont diminué respectivement de 17 % et 30 % par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison de températures généralement plus douces et de l'accroissement de l'approvisionnement attribuable aux nouvelles centrales alimentées au gaz et à partir d'énergie renouvelable.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025, les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia dans le Nord-Ouest Pacifique ont diminué respectivement de 7 % et 25 % par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison de l'incidence des températures plus douces.

Les prix au comptant de l'électricité en Ontario étaient supérieurs en moyenne à ceux de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2024, en raison de la modernisation de centrales nucléaires en 2025 et de la hausse des prix du gaz naturel.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025, les prix du gaz naturel de l'AECO étaient plus élevés respectivement de 51 % et 25 % que ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison principalement de la baisse de la production de gaz et des niveaux de stockage en Alberta et partout en Amérique du Nord, ainsi que de la hausse de la demande.

Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Produits des activités ordinaires	599	678	2 405	2 845
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(258)	(249)	(935)	(939)
Coûts de conformité liés au carbone	(40)	(39)	(50)	(112)
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(186)	(234)	(711)	(655)
Amortissement	(148)	(143)	(579)	(531)
Reprises de (imputations pour) dépréciation d'actifs	68	(20)	13	(46)
Charge d'intérêts	(81)	(92)	(347)	(324)
Résultat avant impôts sur le résultat	(42)	(51)	(141)	319
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat	2	8	(17)	(80)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(65)	(190)	177
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(4)	(4)	(20)	10

Trois mois clos le 31 décembre 2025

Les **produits des activités ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont reculé de 79 millions de dollars, ou 12 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des prix de l'électricité au comptant sur le marché de l'Alberta;
- de l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité en Alberta;
- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché sur les ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux centrales situées en Oklahoma dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire;
- de la baisse des produits des activités ordinaires dans le secteur Transition énergétique découlant de la diminution des prix dans la région du Mid-Columbia, d'une réduction de la production et d'un volume moins élevé de positions de couverture favorables réglées;
- de la baisse des profits réalisés liés à la réévaluation à la valeur de marché sur les transactions réglées dans le secteur Gaz; le tout en partie contrebalancé par :
- l'ajout des centrales de Heartland dans le secteur Gaz;
- la baisse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisées dans le secteur Gaz attribuable aux variations favorables des prix à terme;
- la hausse des produits des activités ordinaires tirés de la centrale alimentée au gaz de Sarnia pour la période considérée alors que la centrale avait fait l'objet d'une

interruption planifiée pendant une partie du trimestre de 2024;

- la baisse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché dans le secteur Commercialisation de l'énergie, du fait de positions à terme plus favorables des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord; et
- la hausse des produits des activités ordinaires dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une hausse des ressources éoliennes en Alberta et aux É.-U.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont augmenté de 9 millions de dollars, ou 4 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pour un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024;
- de la hausse des prix du gaz naturel; et
- de l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du trimestre de 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution des coûts des achats d'électricité découlant de la baisse des prix de rachats d'électricité dans la région du Mid-Columbia et de la baisse de la production dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts de conformité liés au carbone** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 sont comparables à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pour un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024;
- de l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia pour la période considérée, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du trimestre de 2024; et
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 80 \$ la tonne à 95 \$ la tonne; le tout en partie contrebalancé par :
- l'incidence favorable de l'augmentation de la production aux centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont diminué de 48 millions de dollars, ou 21 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- du fait qu'aucune pénalité n'ait été comptabilisée au cours de la période considérée par rapport à la période correspondante de 2024, lorsque la Société a comptabilisé les pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta au quatrième trimestre de 2024 pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis à la centrale Brazeau en 2021 et 2022;
- de la diminution des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition;
- de la baisse des dépenses liées à la planification, à la conception et à la mise en œuvre d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré; et
- de la diminution des coûts des incitatifs, le tout en partie contrebalancé par :
- l'incidence pendant un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024 et des coûts du siège social connexes.

L'**amortissement** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté de 5 millions de dollars, ou 3 %, par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout de l'incidence pour un trimestre complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024.

Les **reprises de dépréciation d'actifs** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont augmenté de 88 millions de dollars comparativement aux imputations pour dépréciation d'actifs de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- d'une variation des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état attribuable aux révisions des flux de trésorerie estimés, au calendrier des flux de trésorerie et aux taux d'actualisation du secteur Transition énergétique; et
- d'une baisse des imputations pour dépréciation liées à des projets de développement qui ne sont plus en cours.

La **charge d'intérêts** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a reculé de 11 millions de dollars, ou 12 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la diminution des intérêts sur les débentures échangeables attribuable à l'achèvement de l'amortissement des coûts de financement en 2024; et
- du profit net découlant du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains; le tout en partie contrebalancé par :
- l'augmentation des intérêts sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland.

La **perte avant impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 s'est établie à 42 millions de dollars, en baisse de 9 millions de dollars, ou 18 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison :

- des éléments susmentionnés; en partie contrebalancés par :
- la perte de change réalisée découlant du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains; et
- la baisse des profits de change latents en raison de variations défavorables des taux de change.

Le **recouvrement d'impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué de 6 millions de dollars, ou 75 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison de la diminution de la perte avant impôts sur le résultat.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté de 3 millions de dollars, ou 5 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2024, en raison des éléments susmentionnés.

Exercice clos le 31 déc. 2025

Les **produits des activités ordinaires** ont totalisé 2 405 millions de dollars, en baisse de 440 millions de dollars, ou 15 %, par rapport à ceux de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des prix de l'électricité en Alberta et dans la région du Mid-Columbia;
- de l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité en Alberta;
- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisées dans les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique principalement attribuable aux variations défavorables des prix à terme; et
- de la baisse des profits réalisés liés à la réévaluation à la valeur de marché sur les transactions réglées dans les secteurs Commercialisation de l'énergie, Gaz et Transition énergétique; le tout en partie contrebalancé par :
- l'incidence pour un exercice complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024;
- la hausse des produits des activités ordinaires tirés de la centrale alimentée au gaz de Sarnia pour la période considérée alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du quatrième trimestre de 2024; et
- l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024.

Les **coûts du combustible et des achats** d'électricité ont totalisé 935 millions de dollars, montant comparable à celui de 2024, en raison principalement :

- de la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une plus grande disponibilité dans le secteur Transition énergétique; en partie contrebalancée par :
- l'incidence pour un exercice complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024;
- la hausse des prix du gaz naturel;
- la hausse de la production dans le secteur Transition énergétique en raison de l'accroissement de la disponibilité; et
- l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia au quatrième trimestre de 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du quatrième trimestre de 2024;

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont totalisé 50 millions de dollars, en baisse de 62 millions de dollars, ou 55 %, par rapport à ceux de 2024, en raison surtout :

- de l'utilisation accrue de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée

par rapport à celle de la période correspondante de 2024 pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES et une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2024 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland; et

- de l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone; en partie contrebalancée par :
- l'ajout des coûts de conformité liés au carbone attribuables aux centrales de Heartland acquises au quatrième trimestre de 2024; et
- une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** ont totalisé 711 millions de dollars, en hausse de 56 millions de dollars, ou 9 %, par rapport à celles de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pendant l'exercice complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024 et des coûts du siège social connexes;
- de la hausse des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance;
- de la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré; et
- de l'incidence pour un exercice complet de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- le fait qu'aucune pénalité n'ait été comptabilisée en 2025 par rapport à 2024, lorsque la Société a comptabilisé les pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis à la centrale Brazeau en 2021 et 2022; et
- la diminution des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition.

L'**amortissement** a totalisé 579 millions de dollars, en hausse de 48 millions de dollars, ou 9 %, par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence pour un exercice complet de l'ajout des centrales de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- de l'incidence pour un exercice complet de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- des révisions de la durée d'utilité de certaines centrales alimentées au gaz effectuées au quatrième trimestre de 2024.

Les **reprises de dépréciation d'actifs** ont totalisé 13 millions de dollars, en hausse de 59 millions de dollars, par rapport aux imputations pour dépréciation d'actifs de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- d'une variation des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état attribuable aux révisions des flux de trésorerie estimés, au calendrier des flux de trésorerie et des taux d'actualisation, et à l'augmentation des reprises de dépréciation liées au matériel de production du secteur Transition énergétique; le tout en partie contrebalancé par :
- une imputation pour dépréciation des actifs dont le dessaisissement est exigé classés antérieurement à titre d'actifs détenus en vue de la vente; et
- une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liées à certains parcs éoliens et solaires découlant des variations des volumes de production prévus et des modifications apportées aux hypothèses sur les prix.

La **charge d'intérêts** a totalisé 347 millions de dollars, en hausse de 23 millions de dollars, ou 7 %, par rapport à celle de 2024, en raison surtout :

- de l'augmentation des intérêts sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland;
- de l'absence d'intérêts incorporés dans le coût de l'actif en 2025 attribuable à un ralentissement des activités de construction par rapport à celles de la période correspondante de 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution des intérêts sur la dette attribuable au refinancement des billets de premier rang à des taux d'intérêt plus bas en 2025;

- la diminution des intérêts sur les débentures échangeables attribuable à l'achèvement de l'amortissement des coûts de financement en 2024; et
- le profit net découlant du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.

La **perte avant impôts sur le résultat** a totalisé 141 millions de dollars, en hausse de 460 millions de dollars, ou 144 %, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat de 319 millions de dollars pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des éléments susmentionnés;
- de la perte de change réalisée découlant du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains;
- de la hausse des pertes de change latentes en raison de variations défavorables des taux de change.

La **charge d'impôts sur le résultat** a totalisé 17 millions de dollars, en baisse de 63 millions de dollars, ou 79 %, comparativement à celle de 2024, en raison de l'accroissement de la perte avant impôts sur le résultat; en partie contrebalancée par une hausse de la provision pour moins-value des activités aux États-Unis.

La **perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** a totalisé 20 millions de dollars, en hausse de 30 millions de dollars par rapport au résultat net de 10 millions de dollars pour la période correspondante de 2024, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» pour plus de précisions.

BAlIA ajusté

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à 247 millions de dollars, comparativement à 282 millions de dollars pour la période correspondante de 2024, soit une diminution de 35 millions de dollars, ou 12 %.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 sont résumés dans le tableau suivant :

	Trois mois clos les 31 déc.
BAlIA ajusté ¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 ²	282
Hydroélectricité : Diminution attribuable à une baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix de l'électricité des services auxiliaires sur le marché albertain et à la baisse des volumes des services marchands en Alberta en raison de la baisse des prix du marché et de la conservation de l'eau	(18)
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation attribuable à la hausse des ressources éoliennes et de la disponibilité au Canada et aux É.-U., et à l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'augmentation des ventes de crédits d'émission à des tiers	7
Gaz : Diminution surtout attribuable à l'optimisation accrue de la répartition découlant de la baisse des prix du marché, de la baisse des prix au comptant de l'électricité sur le marché de l'Alberta, d'une baisse des prix de couverture de l'électricité par rapport à ceux de la période correspondante de 2024 et d'une hausse des prix du carbone, le tout en partie contrebalancé par l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland, la hausse de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia attribuable à la hausse de la disponibilité par rapport à la période correspondante de 2024, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du trimestre, et les positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta	(20)
Transition énergétique : Diminution surtout attribuable à la baisse des prix de l'électricité dans la région du Mid-Columbia, en partie contrebalancée par la baisse des coûts des achats d'électricité en raison d'une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions, et les positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant	(10)
Commercialisation de l'énergie : Diminution surtout attribuable à la volatilité relativement modérée à l'échelle des marchés du gaz naturel et de l'électricité nord-américains et à la baisse des profits réalisés	(5)
Siège social : Augmentation attribuable surtout à la diminution des coûts des incitatifs, en partie contrebalancée par l'ajout des coûts du siège social liés aux centrales de Heartland	11
BAlIA ajusté¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025	247

1) Le BAlIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion. La mesure IFRS la plus directement comparable est la perte avant impôts sur le résultat de 42 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 (51 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024). Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

2) La composition du BAlIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. La Société a donc appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 1 104 millions de dollars, comparativement à 1 255 millions de dollars en 2024, en baisse de 151 millions de dollars, ou 12 %.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 déc.
BAIIA ajusté ¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 ²	1 255
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à la baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix de l'électricité des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta, le tout en partie contrebalancé par la hausse des volumes des services marchands et contractuels, un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta, l'augmentation des produits des activités ordinaires tirés des activités de transport réglementées liées au remboursement des coûts engagés au cours des périodes précédentes et la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux, en raison de l'accroissement des ventes intersociétés de crédits d'émission au secteur Gaz pour satisfaire à notre obligation liée aux émissions de GES de 2024	(31)
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation surtout attribuable à l'apport favorable de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024, à la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz, et à la hausse des volumes de production en raison de l'accroissement de la disponibilité dans l'ensemble des centrales et de l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux É.-U., le tout en partie contrebalancé par la baisse des prix au comptant de l'électricité en Alberta, la baisse des ressources éoliennes en Alberta et la diminution des dommages-intérêts prédéterminés comptabilisés à divers parcs éoliens	22
Gaz : Diminution surtout attribuable à l'optimisation accrue de la répartition en raison de la baisse des prix du marché, de la baisse des prix au comptant de l'électricité sur le marché de l'Alberta, d'une baisse des prix de couverture de l'électricité par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, de la hausse des prix du gaz naturel et d'une hausse des prix du carbone, le tout en partie contrebalancé par l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland, les positions de couverture favorables réglées (ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta, et la diminution des coûts de conformité liés au carbone découlant de l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES et une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2024 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland), et l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone	(86)
Transition énergétique : Augmentation surtout attribuable à la baisse des coûts des achats d'électricité en raison d'une plus grande disponibilité et des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant, le tout en partie contrebalancé par la baisse des produits des activités ordinaires découlant de la baisse des prix dans la région du Mid-Columbia et la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux dépenses des fonds communautaires	11
Commercialisation de l'énergie : Diminution surtout attribuable à la volatilité relativement modérée à l'échelle des marchés du gaz naturel et de l'électricité nord-américains et à la baisse des profits réalisés en 2025 comparativement à celui de 2024	(61)
Siège social : Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance et à l'ajout des coûts du siège social liés aux centrales de Heartland, en partie contrebalancée par les initiatives de réduction des coûts	(6)
BAIIA ajusté¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025	1 104
1) Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion. La mesure IFRS la plus directement comparable est la perte avant impôts sur le résultat de 141 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 319 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024). Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion. 2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. La Société a donc appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.	

Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont augmenté de 47 millions de dollars, ou 102 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 sont résumés dans le tableau suivant :

	Trois mois clos les 31 déc.
Flux de trésorerie disponibles ¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024	46
Baisse du BAIIA ajusté ² attribuable aux éléments susmentionnés	(35)
Augmentation du recouvrement d'impôt exigible attribuable à l'augmentation de la perte avant impôts sur le résultat en 2025	28
Diminution des dépenses d'investissement de maintien ³ en raison de la baisse des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au gaz au Canada et de la baisse des travaux d'entretien d'envergure dans nos centrales hydroélectriques en Alberta attribuables au calendrier des dépenses	22
Augmentation des provisions réglées, ce qui a entraîné une baisse des flux de trésorerie disponibles	(8)
Diminution des pertes de change réalisées liées aux activités d'exploitation	20
Divers ⁴	6
Autres éléments sans effet de trésorerie ⁵	14
Flux de trésorerie disponibles¹ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025	93

- 1) Les flux de trésorerie disponibles constituent une mesure non conforme aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui se sont chiffrés respectivement à 231 millions de dollars et 215 millions de dollars pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2025 et 2024. Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion.
- 2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. La Société a donc appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.
- 3) Les dépenses d'investissement de maintien constituent une mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 4) Le poste Divers comprend essentiellement une baisse des frais de démantèlement et de remise en état réglés, une diminution de la charge d'intérêts nette, une diminution des dividendes versés sur actions privilégiées, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des avances sur prêt et la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à TA Cogen.
- 5) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend essentiellement les variations des paiements différés, les actifs et les passifs sur contrats, les contrats déficitaires et les montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué de 61 millions de dollars, ou 11 %, par rapport à ceux de 2024, mais se situaient dans la fourchette de nos prévisions financières pour l'exercice complet.

Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 sont résumés dans le tableau qui suit.

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie disponibles ¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	575
Baisse du BAIIA ajusté ² attribuable aux éléments susmentionnés	(151)
Diminution de la charge d'impôt exigible en raison de la perte avant impôts sur le résultat en 2025 par rapport au résultat avant impôts sur le résultat de la période correspondante de 2024	94
Augmentation de la charge d'intérêts nette ³ attribuable à la hausse des intérêts sur la dette découlant essentiellement de l'ajout de la facilité à terme de Heartland et à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant du ralentissement des activités de construction par rapport à celles de la période correspondante de 2024	(33)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta	29
Augmentation des provisions réglées pour l'exercice considéré par rapport à celles de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une baisse des flux de trésorerie disponibles	(14)
Hausse des dépenses d'investissement de maintien en raison de l'augmentation des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au gaz au Canada attribuable au calendrier des dépenses et à l'ajout de travaux d'entretien aux centrales alimentées au gaz acquises auprès de Heartland, et d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; le tout en partie contrebalancé par l'absence de travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Transition énergétique au cours de la période considérée et par la baisse des travaux d'entretien d'envergure dans nos centrales hydroélectriques en Alberta attribuable au calendrier des dépenses. De plus, le premier trimestre de 2024 a été marqué par l'obtention d'un incitatif à la location associé au siège social de la Société.	(20)
Diminution des pertes de change réalisées liées aux activités d'exploitation	27
Autres éléments sans effet de trésorerie ⁴	8
Divers ⁵	(1)
Flux de trésorerie disponibles¹ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025	514

- 1) Les flux de trésorerie disponibles constituent une mesure non conforme aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui se sont chiffrés respectivement à 646 millions de dollars et 796 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024. Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion.
- 2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. La Société a donc appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.
- 3) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure. La mesure IFRS la plus directement comparable est la charge d'intérêts de 347 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (324 millions de dollars au 31 décembre 2024).
- 4) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend essentiellement les variations des paiements différés, les actifs et les passifs sur contrats, les contrats déficitaires et les montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme.
- 5) Le poste Divers comprend essentiellement une baisse des frais de démantèlement et de remise en état réglés et une diminution des paiements de principal sur les obligations locatives, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des avances sur prêt.

Perspectives pour 2026

Pour 2026, la Société s'attend à ce que le BAIIA ajusté se situe dans une fourchette de 950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars et les flux de trésorerie disponibles, dans une fourchette de 350 millions de dollars à 450 millions de dollars compte tenu des attentes suivantes :

- Diminution des apports du secteur Transition énergétique, la centrale de Centralia ayant cessé la production à partir du charbon pouvant être répartie à la fin de 2025;
- Baisse des apports du portefeuille d'actifs marchands alimentés au gaz d'Alberta en raison de la diminution des prix de couverture moyens et de la hausse des coûts du combustible, en partie contrebalancée par la baisse des coûts de conformité liés au carbone attribuable à une utilisation accrue de crédits environnementaux à faible coût générés en interne;
- Apport moins élevé de la centrale de Sarnia, ce qui s'explique par une diminution des prix visés par des contrats ainsi que par l'expiration du contrat et le démantèlement de l'installation de cogénération d'Ada;
- Apport plus élevé dans les secteurs Hydroélectricité, Gaz et Énergie éolienne et énergie solaire attribuable à la réalisation prévue des crédits liés au carbone par rapport aux coûts de conformité liés au carbone au cours de l'exercice en sus des coûts de conformité liés au carbone de 2025 en Alberta;
- Hausse des apports du secteur Gaz découlant de l'acquisition des centrales alimentées au gaz de Far North Ontario;
- Augmentation des apports du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une hausse de la production prévue;
- Hausse de la charge d'impôts sur le résultat; et
- Baisse de la charge d'intérêts nette en raison de la diminution des taux d'intérêt sur le refinancement de la dette et de la baisse des intérêts sur la dette sans recours attribuable à l'amortissement des remboursements.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2026 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion :

Mesure	Cible pour 2026 ²	Cible pour 2025	Résultats réels de 2025 ³
BAIIA ajusté ¹	De 950 millions de dollars à 1 050 millions de dollars	De 1 150 millions de dollars à 1 250 millions de dollars	1 104 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ¹	De 350 millions de dollars à 450 millions de dollars	De 450 millions de dollars à 550 millions de dollars	514 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	De 1,18 \$ à 1,51 \$	De 1,51 \$ à 1,85 \$	1,73 \$
Dividende par action	0,28 \$ par action sur une base annualisée	0,26 \$ par action sur une base annualisée	0,26 \$ par action sur une base annualisée

1) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies, n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» 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 financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

2) Représente l'information prospective.

3) Les montants réels pour 2025 de la mesure IFRS la plus directement comparable du BAIIA ajusté et des flux de trésorerie disponibles se présentaient comme suit : perte avant impôts sur le résultat de 141 millions de dollars et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 646 millions de dollars. Le ratio IFRS le plus directement comparable aux flux de trésorerie disponibles par action correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action de 2,18 \$, qui correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période, divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du rapport de gestion pour plus de précisions.

Les perspectives de la Société pour 2026 pourraient être touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2026

Marché	Hypothèses pour 2026	Hypothèses pour 2025	Résultats réels de 2025
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 40 \$ à 60 \$	De 40 \$ à 60 \$	44 \$
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	De 2,65 \$ à 3,15 \$	De 1,60 \$ à 2,10 \$	1,61 \$

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 2 millions de dollars sur le BAIIA ajusté pour 2026.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2026

Mesure	Attentes pour 2026	Attentes pour 2025	Résultats réels de 2025
Produits des activités ordinaires ajustés du secteur Commercialisation de l'énergie ¹	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars	122 millions de dollars
Dépenses d'investissement de maintien ²	De 140 millions de dollars à 160 millions de dollars	De 145 millions de dollars à 165 millions de dollars	162 millions de dollars
Charge d'impôt exigible	De 70 millions de dollars à 100 millions de dollars	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars	49 millions de dollars
Charge d'intérêts nette ¹	De 240 millions de dollars à 260 millions de dollars	De 255 millions de dollars à 275 millions de dollars	264 millions de dollars

1) Les produits des activités ordinaires ajustés du secteur Commercialisation de l'énergie et la charge d'intérêts nette sont des mesures non conformes aux IFRS, ne sont pas définies et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La mesure IFRS la plus directement comparable est la suivante : pour les produits des activités ordinaires ajustés du secteur Commercialisation de l'énergie, les produits des activités ordinaires de 130 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et pour la charge d'intérêts nette, la charge d'intérêts de 347 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

2) Les dépenses d'investissement de maintien constituent une mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur cette mesure.

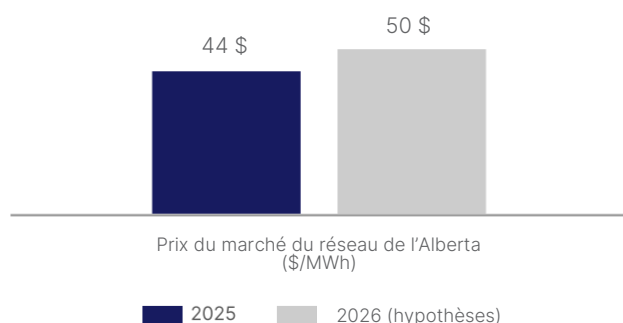
Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	T1 2026	T2 2026	T3 2026	T4 2026	2027
Production visée par des couvertures (GWh)	2 302	1 990	2 172	2 027	3 967
Prix couvert (\$/MWh)	65 \$	65 \$	65 \$	65 \$	71 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	12 millions	7 millions	8 millions	7 millions	19 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	3,21 \$	3,33 \$	3,29 \$	3,39 \$	3,04 \$

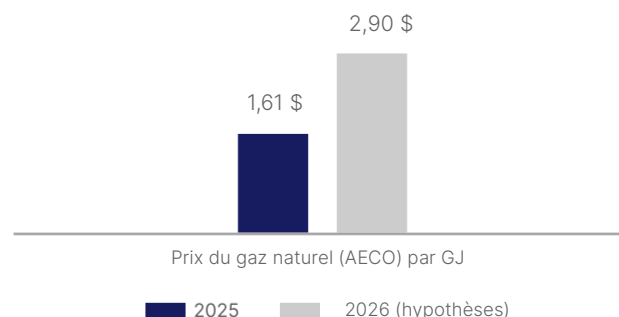
Prix du marché

Les graphiques qui suivent comprennent les hypothèses concernant les prix de 2026 et qui pourraient changer.

Prix au comptant annuels moyens de l'électricité



Prix annuels moyens du gaz naturel (AECO)



En 2026, les prix au comptant de l'électricité en Alberta devraient augmenter par rapport à ceux de 2025 en raison de la croissance continue de la charge et du ralentissement des ajouts de nouvel approvisionnement dans la province. Ce sont ultimement les conditions météorologiques réelles qui détermineront les prix de l'électricité par rapport aux prix de 2025.

Les prix du gaz naturel de l'AECO devraient augmenter par rapport à ceux de 2025.

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 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 est un élément clé de la certitude des flux de trésorerie et les couvertures sont principalement liées à notre portefeuille de centrales alimentées au gaz et également 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 prévues en 2026	Dépenses en 2025
Total des dépenses d'investissement de maintien	De 140 millions de dollars à 160 millions de dollars	162 millions de dollars

La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement de maintien se situent dans une fourchette de 140 millions de dollars à 160 millions de dollars en 2026. Le secteur Gaz devrait engager des dépenses plus élevées d'investissement de maintien liées aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, en partie contrebalancées par la baisse des dépenses dans le secteur Hydroélectricité.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous maintenons des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Au 31 décembre 2025, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,5 milliard de dollars, dont 205 millions de dollars en trésorerie, ce qui dépasse considérablement les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité.

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 des informations financières sur une base consolidée pour la période de trois mois et l'exercice clos les 31 décembre :

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	39	57	285	316
Énergie éolienne et énergie solaire	102	95	338	316
Gaz	96	116	438	524
Transition énergétique	16	26	100	89
Commercialisation de l'énergie	21	26	85	146
Siège social	(27)	(38)	(142)	(136)
Total du BAIIA ajusté^{1,2}	247	282	1 104	1 255
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	14	38	181	396
Résultat avant impôts sur le résultat	(42)	(51)	(141)	319
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté¹	(19)	3	57	236
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(65)	(190)	177

1) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies, n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures. La mesure IFRS la plus directement comparable au BAIIA ajusté et au résultat avant impôts sur le résultat ajusté est le résultat avant impôts sur le résultat. La mesure IFRS la plus directement comparable au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté est le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Trois mois clos le 31 décembre 2025

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué de 24 millions de dollars, ou 63 %, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs entraînant la baisse du BAIIA ajusté décrits à la rubrique «BAIIA ajusté» du présent rapport de gestion; et
- d'une augmentation de l'amortissement attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland en décembre 2024; en partie contrebalancée par :
- la baisse de la charge d'intérêts comme il est décrit dans le secteur Siège social à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

La perte nette ajustée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté de 22 millions de dollars comparativement au résultat ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la hausse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté décrits ci-dessus; et
- de la diminution de la charge d'impôts calculée sur les ajustements et les reclassements par rapport à celle de la période correspondante de 2024; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution du recouvrement d'impôts sur le résultat comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison de la diminution de la perte avant impôts sur le résultat.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué de 9 millions de dollars, ou 18 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2024. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué de 3 millions de dollars comparativement à celle de la période correspondante de 2024. Pour en savoir plus sur l'écart et le rapprochement avec la mesure IFRS la plus directement comparable, se reporter respectivement aux rubriques «Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée» et «Mesures non conformes aux IFRS et mesures conformes aux IFRS supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Exercice clos le 31 déc. 2025

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué de 215 millions de dollars, ou 54 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs entraînant la baisse du BAIIA ajusté décrits à la rubrique «BAIIA ajusté» du présent rapport de gestion;
- d'une augmentation de l'amortissement attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland en décembre 2024 et à l'incidence pour un exercice complet de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; et
- de la hausse de la charge d'intérêts comme il est décrit à la rubrique «Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée» et dans le secteur Siège social à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué de 179 millions de dollars, ou 76 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté décrits ci-dessus; en partie contrebalancés par :
- la baisse de la charge d'impôt exigible attribuable à la perte avant impôts sur le résultat plus élevée par rapport au résultat avant impôts sur le résultat de la période correspondante de 2024, en partie contrebalancée par une hausse de la provision pour moins-value des activités aux États-Unis; et
- la hausse de la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle par rapport au résultat net pour la période correspondante de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est accrue de 460 millions de dollars, ou 144 %, comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour 2024. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté de 367 millions de dollars comparativement au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour 2024. Pour en savoir plus sur l'écart et le rapprochement avec la mesure IFRS la plus directement comparable, se reporter respectivement aux rubriques «Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée» et «Mesures non conformes aux IFRS et mesures conformes aux IFRS supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 31 déc.				Exercices clos les 31 déc.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)	922	922	—	— %	922	922	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	447	447	—	— %	2 015	2 015	—	— %
Disponibilité (%)	94,4	85,8	8,6	10 %	92,0	90,7	1,3	1 %
Production								
Production visée par des contrats (GWh)	70	85	(15)	(18) %	346	281	65	23 %
Production marchande (GWh)	266	367	(101)	(28) %	1 568	1 442	126	9 %
Total de la production d'énergie (GWh)	336	452	(116)	(26) %	1 914	1 723	191	11 %
Volumes des services auxiliaires (GWh)¹	761	713	48	7 %	2 934	2 951	(17)	(1) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ¹	27	28	(1)	(4) %	112	136	(24)	(18) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ²	22	33	(11)	(33) %	125	144	(19)	(13) %
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires du secteur Hydroélectricité ³	11	16	(5)	(31) %	57	49	8	16 %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	—	—	—	— %	70	61	9	15 %
Produits des activités ordinaires ajustés⁴	60	77	(17)	(22) %	364	390	(26)	(7) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(4)	(3)	(1)	33 %	(20)	(16)	(4)	25 %
Marge brute ajustée⁴	56	74	(18)	(24) %	344	374	(30)	(8) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ⁴	(16)	(16)	—	— %	(56)	(55)	(1)	2 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	(1)	—	— %	(3)	(3)	—	— %
BAIIA ajusté⁴	39	57	(18)	(32) %	285	316	(31)	(10) %
Amortissement	(12)	(18)	6	(33) %	(38)	(41)	3	(7) %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté⁴	27	39	(12)	(31) %	247	275	(28)	(10) %
Résultat avant impôts sur le résultat	25	24	1	4 %	251	263	(12)	(5) %
Informations supplémentaires : Produits des activités ordinaires bruts par MWh								
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta (\$/MWh) ²	83	90	(7)	(8) %	79	100	(21)	(21) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ¹	35	39	(4)	(10) %	38	46	(8)	(17) %

1) Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires sont une mesure financière supplémentaire. Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires correspondent aux produits provenant de la prestation des 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, tels qu'ils sont décrits dans le document *Consolidated Authoritative Document Glossary* de l'AESO. Les produits par MWh sont calculés en divisant les produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires par les volumes des services auxiliaires en MWh.

2) Les produits des actifs hydroélectriques en Alberta sont une mesure financière supplémentaire et comprennent les produits des 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River, ainsi que les produits tirés de swaps et de couvertures à terme. Les produits par MWh sont calculés en divisant les produits des actifs hydroélectriques en Alberta par la production marchande en MWh.

3) Les autres produits des actifs hydroélectriques sont une mesure financière supplémentaire et comprennent les produits des nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta). Les autres produits des activités ordinaires du secteur Hydroélectricité sont une mesure financière supplémentaire comprenant 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.

4) Les produits des activités ordinaires ajustés, la marge brute ajustée, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 58 millions de dollars et 368 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (93 millions de dollars et 409 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 54 millions de dollars et 348 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (90 millions de dollars et 393 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de 16 millions de dollars et 56 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (47 millions de dollars et 86 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 25 millions de dollars et 251 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 24 millions de dollars et 263 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Trois mois clos le 31 décembre 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix de l'électricité des services auxiliaires sur le marché albertain; et
- d'une diminution des volumes des services marchands en Alberta attribuable à la baisse des prix du marché et à la conservation de l'eau.

Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a été comparable à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- du fait qu'aucune pénalité n'ait été comptabilisée au cours de la période considérée par rapport à la période correspondante de 2024, lorsque la Société a comptabilisé les pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta au quatrième trimestre de 2024 pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis à la centrale Brazeau en 2021 et 2022; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté.

Exercice clos le 31 déc. 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des prix au comptant de l'électricité et des prix de l'électricité des services auxiliaires sur le marché albertain; contrebalancée en partie par :
- la hausse des volumes des services marchands et contractuels;

- un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta;
- la hausse des produits des activités ordinaires tirés des activités de transport réglementées attribuable au remboursement des coûts engagés au cours des périodes précédentes; et
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux, en raison de l'augmentation des ventes intersociétés de crédits d'émission au secteur Gaz pour satisfaire à notre obligation liée aux émissions de GES.

Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de 2024, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté; en partie contrebalancée par :
- le fait qu'aucune pénalité n'ait été comptabilisée en 2025 par rapport à 2024, lorsque la Société a comptabilisé les pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis à la centrale Brazeau en 2021 et 2022;

Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 31 déc.				Exercices clos les 31 déc.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)	2 587	2 587	—	— %	2 587	2 587	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	2 175	2 175	—	— %	7 457	6 876	581	8 %
Disponibilité (%)	94,6	92,2	2,4	3 %	94,4	93,4	1,0	1 %
Production								
Production visée par des contrats (GWh)	1 651	1 469	182	12 %	5 450	4 720	730	15 %
Production marchande (GWh)	357	362	(5)	(1) %	1 004	1 229	(225)	(18) %
Total de la production (GWh)	2 008	1 831	177	10 %	6 454	5 949	505	8 %
Produits des activités ordinaires ajustés ¹	120	114	6	5 %	394	372	22	6 %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux ¹	23	16	7	44 %	106	77	29	38 %
Produits des activités ordinaires ajustés^{2,3}	143	130	13	10 %	500	449	51	11 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(7)	(8)	1	(13) %	(31)	(30)	(1)	3 %
Coûts de conformité liés au carbone	(1)	—	(1)	— %	(3)	—	(3)	— %
Marge brute ajustée^{2,3}	135	122	13	11 %	466	419	47	11 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(24)	(27)	3	(11) %	(106)	(97)	(9)	9 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(8)	(3)	(5)	167 %	(23)	(16)	(7)	44 %
Autres (charges) produits d'exploitation ajustés, montant net ³	(1)	3	(4)	(133) %	1	10	(9)	(90) %
BAlIA ajusté^{2,3}	102	95	7	7 %	338	316	22	7 %
Amortissement	(52)	(55)	3	(5) %	(209)	(198)	(11)	6 %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté^{2,3}	50	40	10	25 %	129	118	11	9 %
Résultat avant impôts sur le résultat⁴	(38)	12	(50)	(417) %	(165)	19	(184)	(968) %

1) Les crédits d'impôt à la production des parcs éoliens aux États-Unis faisant l'objet d'accords sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux sont exclus du poste «Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux» et inclus au poste «Produits des activités ordinaires ajustés».

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

3) Les produits des activités ordinaires ajustés, la marge brute ajustée, les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus d'information sur ces mesures. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 51 millions de dollars et 206 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (97 millions de dollars et 336 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 43 millions de dollars et 172 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (89 millions de dollars et 306 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour les autres (charges) produits d'exploitation ajustés, montant net, les autres charges d'exploitation, montant net de 1 million de dollars et produit de 3 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (autres produits d'exploitation, montant net de 3 millions de dollars et 10 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, la perte avant impôts sur le résultat de 38 millions de dollars et 165 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 12 millions de dollars et 19 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024).

4) Le résultat avant impôts sur le résultat ne tient pas compte de l'apport du parc éolien Skookumchuck.

Trois mois clos le 31 décembre 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'augmentation des ressources éoliennes et d'une disponibilité accrue dans l'ensemble du Canada et des É.-U.; et
- de la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux du fait de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers.

Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, du fait essentiellement de la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

La perte avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 s'est accrue comparativement au résultat avant impôts sur le résultat pour la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché sur les ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux parcs éoliens en Oklahoma, en partie compensée par :
- la hausse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté;

Exercice clos le 31 déc. 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de 2024, en raison surtout :

- de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024;
- de la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz; et
- de la hausse des volumes de production en raison de l'accroissement de la disponibilité dans l'ensemble des centrales et de l'augmentation des ressources éoliennes dans l'est du Canada et aux É.-U.; le tout en partie contrebalancé par :

- la baisse des prix au comptant en Alberta; et
- la diminution des volumes de production en Alberta en raison d'une baisse des ressources éoliennes.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et des impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat, du fait essentiellement de l'ajout de nouveaux parcs éoliens au premier semestre de 2024; et
- la diminution des dommages-intérêts prédéterminés comptabilisés à divers parcs éoliens.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de la hausse du BAIIA ajusté; en partie contrebalancée par :
- la hausse de l'amortissement attribuable à l'ajout de nouveaux parcs éoliens au premier semestre de 2024.

La perte avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est accrue par rapport au résultat avant impôts sur le résultat pour 2024, en raison surtout :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché sur les ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux parcs éoliens Garden Plain et en Oklahoma, en partie compensée par des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché se rapportant au parc éolien Big Level; et
- de la hausse de l'imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation comptabilisée à l'égard de certains parcs éoliens en raison des variations des volumes de production prévus et des hypothèses liées à la baisse des prix de l'électricité; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté susmentionnée.

Gaz

	Trois mois clos les 31 déc.				Exercices clos les 31 déc.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)	4 834	4 834	—	— %	4 834	4 834	—	— %
Disponibilité (%)	85,9	84,1	1,8	2 %	91,8	92,2	(0,4)	— %
Production								
Volume des ventes contractuelles (GWh)	2 455	1 932	523	27 %	9 539	6 874	2 665	39 %
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 292	1 387	(95)	(7) %	4 566	6 576	(2 010)	(31) %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(248)	(444)	196	(44) %	(1 102)	(1 133)	31	(3) %
Total de la production (GWh)	3 499	2 875	624	22 %	13 003	12 317	686	6 %
Produits des activités ordinaires ajustés²	359	351	8	2 %	1 328	1 314	14	1 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés ²	(161)	(135)	(26)	19 %	(547)	(474)	(73)	15 %
Coûts de conformité liés au carbone	(39)	(39)	—	— %	(115)	(145)	30	(21) %
Marge brute ajustée²	159	177	(18)	(10) %	666	695	(29)	(4) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ²	(68)	(67)	(1)	1 %	(251)	(198)	(53)	27 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(6)	(4)	(2)	50 %	(21)	(13)	(8)	62 %
Autres produits d'exploitation, montant net	11	10	1	10 %	44	40	4	10 %
BAIIA ajusté^{2,3}	96	116	(20)	(17) %	438	524	(86)	(16) %
Amortissement	(69)	(49)	(20)	41 %	(266)	(212)	(54)	25 %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	27	67	(40)	(60) %	172	312	(140)	(45) %
Résultat avant impôts sur le résultat	15	37	(22)	(59) %	120	355	(235)	(66) %

1) L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité.

2) Les produits des activités ordinaires ajustés, les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés, la marge brute ajustée, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 347 millions de dollars et 1 267 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (319 millions de dollars et 1 350 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés, les coûts du combustible et des achats d'électricité de 161 millions de dollars et 549 millions de dollars pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (134 millions de dollars et 475 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024), pour la marge brute ajustée, la marge brute de 147 millions de dollars et 603 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (146 millions de dollars et 730 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées de 69 millions de dollars et 257 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (67 millions de dollars et 198 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, la perte avant impôts sur le résultat de 15 millions de dollars et le résultat avant impôts sur le résultat de 120 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (résultat avant impôts sur le résultat de 37 millions de dollars et 355 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024).

3) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Trois mois clos le 31 décembre 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 sont comparables à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de l'ajout des centrales de Heartland;
- de l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia en raison de l'accroissement de la disponibilité par rapport à la période correspondante de 2024, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du trimestre; et
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition en raison de la baisse des prix du marché attribuable aux températures plus douces et aux nouvelles centrales au gaz en Alberta; et
- la baisse des prix au comptant dans le marché de l'Alberta et la diminution des prix de couverture de l'électricité par rapport à ceux de la période correspondante de 2024.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des coûts du combustible, des coûts de conformité liés au carbone et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des centrales de Heartland;
- de la hausse des coûts du combustible attribuable à l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du trimestre de 2024; et
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 80 \$ la tonne à 95 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur la marge brute de nos centrales alimentées au gaz au Canada; le tout en partie contrebalancé par :
- l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse du BAIIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus); et
- d'une augmentation de l'amortissement attribuable à l'incidence de l'ajout pour un trimestre complet des centrales de Heartland.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la diminution du résultat avant impôts sur le résultat ajusté comparativement à celui de la période correspondante de 2024; en partie contrebalancée par :
- la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures favorables.

Exercice clos le 31 déc. 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de 2024, en raison surtout :

- de l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland;
- de l'augmentation de la production à la centrale alimentée au gaz de Sarnia en raison de l'accroissement de la disponibilité au quatrième trimestre de 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, alors que la centrale avait fait l'objet d'une interruption planifiée pendant une partie du quatrième trimestre de 2024; et
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta; le tout en partie contrebalancé par :
- l'optimisation accrue de la répartition en raison de la baisse des prix du marché attribuable aux nouvelles centrales au gaz en Alberta; et
- la baisse des prix au comptant dans le marché de l'Alberta et la diminution des prix de couverture de l'électricité par rapport à ceux de la période correspondante de 2024.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de la hausse des coûts du combustible, des coûts de conformité liés au carbone et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des centrales de Heartland;
- de la hausse des prix du gaz naturel;
- de la hausse des coûts du combustible à la centrale alimentée au gaz de Sarnia attribuable à l'augmentation de la production; et
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 80 \$ la tonne à 95 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur la marge brute de nos centrales alimentées au gaz au Canada; le tout en partie contrebalancé par :

- la diminution des coûts de conformité liés au carbone grâce à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES et une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2024 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland; et
- la hausse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de la baisse du BAIIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus); et

- d'une augmentation de l'amortissement attribuable à l'ajout des centrales de Heartland; en partie contrebalancée par :
- des révisions de la durée d'utilité de certaines centrales alimentées au gaz effectuées au quatrième trimestre de 2024.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures moins favorables;
- de la diminution du résultat avant impôts sur le résultat ajusté comparativement à celui de la période correspondante de 2024; en partie contrebalancée par :
- la hausse des produits tirés des contrats de location-financement du fait de l'ajout des contrats de location-financement liés à l'acquisition de Heartland.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 31 déc.				Exercices clos les 31 déc.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Capacité installée brute (MW)	671	671	—	— %	671	671	—	— %
Disponibilité (%)	92,5	91,7	0,8	1 %	88,5	80,0	8,5	11 %
Production								
Volume des ventes contractuelles (GWh)	663	839	(176)	(21) %	2 628	3 338	(710)	(21) %
Volume des ventes marchandes (GWh)	951	1 137	(186)	(16) %	3 467	3 201	266	8 %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(732)	(935)	203	(22) %	(2 945)	(3 717)	772	(21) %
Total de la production (GWh)	882	1 041	(159)	(15) %	3 150	2 822	328	12 %
Produits des activités ordinaires ajustés²	115	147	(32)	(22) %	504	580	(76)	(13) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(81)	(102)	21	(21) %	(328)	(418)	90	(22) %
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	—	— %	—	(1)	1	(100) %
Marge brute ajustée²	34	45	(11)	(24) %	176	161	15	9 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ²	(18)	(19)	1	(5) %	(73)	(69)	(4)	6 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	—	—	— %	(3)	(3)	—	— %
BAlIA ajusté²	16	26	(10)	(38) %	100	89	11	12 %
Amortissement	(10)	(18)	8	(44) %	(49)	(66)	17	(26) %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	6	8	(2)	(25) %	51	23	28	122 %
Résultat avant impôts sur le résultat	64	15	49	327 %	114	46	68	148 %
Informations supplémentaires :								
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale³	4	3	1	33 %	12	11	1	9 %
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia³	3	4	(1)	(25) %	15	16	(1)	(6) %

1) 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.

2) Les produits des activités ordinaires ajustés, la marge brute ajustée, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 110 millions de dollars et 495 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (155 millions de dollars et 616 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour la marge brute ajustée, la marge brute de 29 millions de dollars et 167 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (53 millions de dollars et 197 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de 20 millions de dollars et 75 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (19 millions de dollars et 69 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 64 millions de dollars et 114 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (15 millions de dollars et 46 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024).

3) Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia, qui représentent les coûts nécessaires à la remise en état des sites, sont des mesures financières supplémentaires et sont incluses dans les passifs de démantèlement et de remise en état réglés au cours de la période dans les états de la situation financière consolidés présentés selon les IFRS.

Trois mois clos le 31 décembre 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des prix dans la région du Mid-Columbia; en partie contrebalancée par :
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une baisse du nombre de rachats pour respecter les obligations contractuelles pendant les interruptions.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison surtout :

- de la baisse du BAIIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés; en partie contrebalancée par :
- la diminution de l'amortissement découlant de l'approche de la fin de la durée utile de la centrale alimentée au charbon de Centralia.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison :

- d'une variation des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état attribuable aux révisions des flux de trésorerie estimés, au calendrier des flux de trésorerie et des taux d'actualisation; en partie contrebalancé par :
- la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures moins favorables;
- une baisse des autres produits d'exploitation, montant net, au cours de la période considérée du fait du remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance au cours de la période correspondante de 2024; et
- la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté susmentionnée.

Exercice clos le 31 déc. 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des prix dans la région du Mid-Columbia; en partie contrebalancée par :
- des positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant; et
- une hausse de la production.

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celui de 2024, en raison :

- de la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une plus grande disponibilité; en partie contrebalancée par :
- la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux dépenses des fonds communautaires.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celui de 2024, en raison :

- de la diminution de l'amortissement découlant de l'approche de la fin de la durée utile de la centrale alimentée au charbon de Centralia; et
- de la hausse du BAIIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celui de 2024, en raison :

- de la reprise de dépréciation liée au matériel de production;
- d'une variation des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état attribuable aux révisions des flux de trésorerie estimés, au calendrier des flux de trésorerie et aux taux d'actualisation; et
- de la hausse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché en raison de couvertures moins favorables; et
- une baisse des autres produits d'exploitation, montant net, au cours de la période considérée du fait du remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance au cours de la période correspondante de 2024.

Les dépenses de remise en état des mines pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont été comparables à celles de 2024.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 31 déc.				Exercices clos les 31 déc.			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Produits des activités ordinaires ajustés ¹	30	33	(3)	(9) %	122	182	(60)	(33) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(9)	(7)	(2)	29 %	(37)	(36)	(1)	3 %
BAlIA ajusté¹	21	26	(5)	(19) %	85	146	(61)	(42) %
Amortissement	—	—	—	— %	(2)	(2)	—	— %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté^{1,2}	21	26	(5)	(19) %	83	144	(61)	(42) %
Résultat avant impôts sur le résultat	19	7	12	171 %	91	130	(39)	(30) %

1) Les produits des activités ordinaires ajustés, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les produits des activités ordinaires ajustés, les produits des activités ordinaires de 28 millions de dollars et 130 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (14 millions de dollars et 168 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 19 millions de dollars et 91 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (7 millions de dollars et 130 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024).

2) La composition du BAlIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Période de trois mois et exercice clos le 31 décembre 2025

Les produits des activités ordinaires ajustés et le BAlIA ajusté pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, en raison surtout :

- de la volatilité relativement modérée à l'échelle des marchés du gaz naturel et de l'électricité nord-américains; et
- d'une baisse des profits réalisés en 2025 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires ajustés attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison :

- de la baisse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché en raison de positions plus favorables; en partie contrebalancée par :
- la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté susmentionnée.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2024 en raison :

- de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat ajusté; en partie contrebalancée par :
- la hausse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché en raison de positions plus favorables.

Siège social

	Trois mois clos les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2025	2024	Variation		2025	2024	Variation	
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées ¹	(28)	(38)	10	(26) %	(141)	(135)	(6)	4 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	1	— %	(1)	(1)	—	— %
BAlIA ajusté¹	(27)	(38)	11	(29) %	(142)	(136)	(6)	4 %
Amortissement	(6)	(4)	(2)	50 %	(21)	(18)	(3)	17 %
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de mise en équivalence	—	(3)	3	(100) %	(2)	(4)	2	(50) %
Produits d'intérêts	9	11	(2)	(18) %	30	32	(2)	(6) %
Charge d'intérêts	(80)	(93)	13	(14) %	(350)	(328)	(22)	7 %
Perte de change réalisée ²	(13)	(15)	2	(13) %	(16)	(22)	6	(27) %
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	(117)	(142)	25	(18) %	(501)	(476)	(25)	5 %
Résultat avant impôts sur le résultat	(127)	(146)	19	(13) %	(552)	(494)	(58)	12 %

1) Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont les suivantes : pour les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de 50 millions de dollars et 185 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (68 millions de dollars et 173 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024); pour le BAlIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat avant impôts sur le résultat de 127 millions de dollars et 552 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (146 millions de dollars et 494 millions de dollars respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024).

2) (La perte) le profit de change réalisé(e) est une mesure financière supplémentaire correspondant aux profits et aux pertes de change liés aux opérations de paiement réelles. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Trois mois clos les 31 décembre 2025

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2024, du fait principalement de la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées attribuable à la baisse des coûts des incitatifs, en partie contrebalancée par les coûts du siège social liés aux centrales de Heartland.

Le résultat avant impôts sur le résultat ajusté pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la diminution de la charge d'intérêts découlant de la baisse des intérêts sur la dette et du profit net tiré du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains, en partie contrebalancée par les intérêts d'un trimestre complet sur la facilité à terme de Heartland; et
- la hausse du BAlIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout :

- de la baisse de la perte avant impôts sur le résultat ajustée attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de la baisse des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition par rapport à ceux de la période correspondante de 2024; et
- de la baisse des dépenses liées à la planification, à la conception et à la mise en œuvre d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré; le tout en partie contrebalancé par :
 - une hausse des coûts de résiliation et de restructuration liés aux initiatives de réduction des coûts, principalement composés de frais de résiliation et de paiements d'indemnités de départ;
 - une baisse des profits de change latents attribuable à des variations défavorables des taux de change; et

- une baisse des imputations pour dépréciation liées à des projets de développement qui ne sont plus en cours.

Exercice clos le 31 décembre 2025

Le BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui de 2024, en raison surtout :

- de l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance; et
- de l'incidence pendant un exercice complet de l'ajout des centrales de Heartland acquises au quatrième trimestre de 2024 et des coûts du siège social connexes; le tout en partie contrebalancé par :
- les initiatives de réduction des coûts.

La perte avant impôts sur le résultat ajustée pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté comparativement à celle de 2024 en raison :

- de la baisse du BAIIA ajusté attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de la hausse de la charge d'intérêts qui s'explique par l'augmentation des intérêts sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland et la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant du ralentissement des activités de construction en 2025 par

rapport à 2024, le tout en partie contrebalancé par une baisse des intérêts sur les billets de premier rang en raison du refinancement à des taux d'intérêt moins élevés en 2025 et un profit net tiré du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.

La perte avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté comparativement à celle de 2024 en raison :

- de la hausse de la perte avant impôts sur le résultat ajustée attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau de notre progiciel de gestion intégré; et
- de la hausse des pertes de change latentes en raison de variations défavorables des taux de change; en partie contrebalancée par :
- une baisse des coûts de transaction et de restructuration associés à l'acquisition de Heartland, principalement composés d'indemnités de départ, de frais juridiques et d'honoraires de consultation; et
- une baisse des imputations pour dépréciation liées à des projets de développement qui ne sont plus en cours.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur dans les régions où nous exerçons nos activités :

Trois mois clos le 31 décembre 2025	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	36	12	39	(4)	21	(27)	77
Canada, sans l'Alberta	3	41	31	—	—	—	75
États-Unis	—	47	3	20	—	—	70
Australie-Occidentale	—	2	23	—	—	—	25
BAIIA ajusté¹	39	102	96	16	21	(27)	247
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	27	50	27	6	21	(117)	14
Résultat avant impôts sur le résultat	25	(38)	15	64	19	(127)	(42)

Trois mois clos le 31 décembre 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	54	8	74	(3)	26	(38)	121
Canada, sans l'Alberta	3	42	19	—	—	—	64
États-Unis	—	43	3	29	—	—	75
Australie-Occidentale	—	2	20	—	—	—	22
BAIIA ajusté^{1,2}	57	95	116	26	26	(38)	282
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	39	40	67	8	26	(142)	38
Résultat avant impôts sur le résultat	24	12	37	15	7	(146)	(51)

1) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs.

2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) Le résultat avant impôts sur le résultat du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ne tient pas compte de l'apport du parc éolien Skookumchuck.

Exercice clos le 31 décembre 2025	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	271	43	220	(11)	85	(142)	466
Canada, sans l'Alberta	14	136	112	—	—	—	262
États-Unis	—	151	12	111	—	—	274
Australie-Occidentale	—	8	94	—	—	—	102
BAIIA ajusté¹	285	338	438	100	85	(142)	1 104
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	247	129	172	51	83	(501)	181
Résultat avant impôts sur le résultat	251	(165)	120	114	91	(552)	(141)

Exercice clos le 31 décembre 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ³	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	307	51	333	(10)	146	(136)	691
Canada, sans l'Alberta	9	122	91	—	—	—	222
États-Unis	—	135	12	99	—	—	246
Australie-Occidentale	—	8	88	—	—	—	96
BAIIA ajusté^{1,2}	316	316	524	89	146	(136)	1 255
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté¹	275	118	312	23	144	(476)	396
Résultat avant impôts sur le résultat	263	19	355	46	130	(494)	319

1) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs.

2) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) Le résultat avant impôts sur le résultat du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ne tient pas compte de l'apport du parc éolien Skookumchuck.

Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta présentées ci-dessous sont des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter le rendement par secteur pour le marché de l'Alberta.

Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 58 % de notre capacité est située, et dont 77 % peut être utilisée sur le marché de la production marchande. Notre portefeuille d'actifs comprend des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales de stockage par batteries et des centrales au gaz naturel.

L'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024 a renforcé et diversifié davantage le portefeuille concurrentiel de TransAlta dans le secteur de l'électricité hautement dynamique et évolutif en Alberta, par l'ajout d'une capacité de cogénération visée par des contrats de 376 MW, d'une

capacité de production de pointe marchande visée par des contrats de 361 MW, d'une capacité de production thermique marchande alimentée au gaz naturel de 950 MW et d'une capacité de transport. Nous croyons que grâce à la croissance rapide de certaines centrales de Heartland, nous serons en bonne position pour faire face à la volatilité des prix et fournir une capacité de pointe pendant les périodes de demande plus élevée sur le marché de l'Alberta.

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché. 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.

L'optimisation du rendement du portefeuille sur le marché marchand de l'Alberta est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille. Cela nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de production d'énergie ou de services auxiliaires. Une partie importante de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir davantage les flux de trésorerie. La stratégie de couverture de la Société comprend le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels et est assortie de couvertures financières.

Pendant les périodes de faibles prix du marché, la Société peut choisir de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques, mais de plutôt monétiser ses positions de couverture ou de contrat, faisant en sorte que la variation des produits des activités ordinaires ne soit pas

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société pour la période de trois mois close le 31 décembre :

	2025					2024				
Trois mois clos les 31 décembre	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	764	3 650	—	5 248	834	764	3 650	—	5 248
Total de la production¹ (GWh)	266	640	2 183	—	3 089	367	619	2 164	—	3 150
Production visée par des contrats (GWh)	—	284	1 382	—	1 666	—	257	837	—	1 094
Production marchande (GWh)	266	356	801	—	1 423	367	362	1 327	—	2 056
Volumes des services auxiliaires (GWh)	761	21	199	—	981	713	12	201	—	926
Volumes couverts (GWh)	210	47	1 803	—	2 060	205	44	2 388	—	2 637
Production visée par des contrats ou couverte (%)	79 %	52 %	146 %	— %	121 %	56 %	49 %	149 %	— %	118 %
Volumes couverts en pourcentage de la capacité installée brute (%)	12 %	3 %	23 %	— %	18 %	11 %	3 %	30 %	— %	23 %
Produits des activités ordinaires ajustés^{2,3} (\$)	53	27	218	2	300	72	24	236	1	333
Combustible (\$)	(1)	(4)	(99)	(1)	(105)	(1)	(3)	(86)	(1)	(91)
Achats d'électricité (\$)	(2)	—	(11)	—	(13)	(1)	(1)	(14)	—	(16)
Coûts de conformité liés au carbone³ (\$)	—	(1)	(30)	(1)	(32)	—	—	(34)	—	(34)
Marge brute ajustée² (\$)	50	22	78	—	150	70	20	102	—	192

1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande et exclut les volumes de services auxiliaires.

2) 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. La composition des produits des activités ordinaires ajustés et de la marge brute ajustée a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

3) Les ventes intersociétés de crédits d'émission des secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire au secteur Gaz ont été éliminées à la consolidation dans le secteur Siège social. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

liée à la variation de la production. Au cours de l'exercice, il y a eu des périodes de faibles prix du marché, et la Société a choisi de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques. Par conséquent, la production d'électricité thermique vendue dans le cadre de contrats conclus avec des clients commerciaux et industriels et de couvertures financières a dépassé la production marchande réelle.

Les portefeuilles de centrales hydroélectriques et de centrales alimentées au gaz en Alberta offrent des services auxiliaires. Le portefeuille de centrales hydroélectriques offre également des produits de fiabilité du réseau, comme un service de redémarrage à froid en cas de panne généralisée. Les actifs hydroélectriques contribuent également à des mesures d'atténuation de la sécheresse par une régulation systématique du débit des rivières.

Nos portefeuilles de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens en Alberta offrent un flux constant de crédits environnementaux. La Société vend ces crédits à des tiers et effectue des ventes au secteur Gaz.

Trois mois clos les 31 décembre 2025

La production totale du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a été de 3 089 GWh, comparativement à 3 150 GWh pour la période correspondante de 2024. La diminution de 61 GWh, ou 2 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché; et
- la diminution de la production dans le secteur Hydroélectricité en raison de la baisse des prix du marché et la conservation de l'eau; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse de la production visée par des contrats dans le secteur Gaz attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- la hausse des volumes de production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une hausse des ressources éoliennes en Alberta.

Les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont été de 981 GWh, comparativement à 926 GWh pour la période correspondante de 2024. L'augmentation de 55 GWh, ou 6 %, est surtout attribuable à une hausse des volumes des services auxiliaires dans le secteur Hydroélectricité en raison de l'optimisation de notre portefeuille et des réserves hydriques au cours du trimestre.

Les volumes couverts du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à la période correspondante

de 2024 en raison des interruptions planifiées dans le secteur Gaz. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les produits des activités ordinaires ajustés, présentés dans le tableau ci-dessus.

La marge brute ajustée du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 s'est établie à 150 millions de dollars, comparativement à 192 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. La diminution de 42 millions de dollars, ou 22 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix de l'électricité au comptant et couverts en Alberta;
- l'optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz;
- la baisse des apports favorables liés aux positions de couverture réglées;
- la baisse des produits des activités ordinaires dans le secteur Hydroélectricité en raison de la baisse des prix du marché et l'optimisation des réserves hydriques;
- la hausse des coûts du combustible dans le secteur Gaz en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel; et
- l'augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025; le tout en partie contrebalancé par :
- l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland dans le secteur Gaz; et
- l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone.

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société pour les exercices clos les 31 décembre :

	2025					2024				
Exercices clos les 31 décembre	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	764	3 650	—	5 248	834	764	3 650	—	5 248
Total de la production¹ (GWh)	1 568	1 883	8 506	—	11 957	1 443	1 981	8 385	—	11 809
Production visée par des contrats (GWh)	—	879	5 244	—	6 123	—	928	2 566	—	3 494
Production marchande (GWh)	1 568	1 004	3 262	—	5 834	1 443	1 053	5 819	—	8 315
Volumes des services auxiliaires (GWh)	2 934	71	852	—	3 857	2 951	36	550	—	3 537
Volumes couverts (GWh)	1 206	134	7 313	—	8 653	558	136	8 386	—	9 080
Production visée par des contrats ou couverte (%)	77 %	54 %	148 %	— %	124 %	39 %	54 %	131 %	— %	106 %
Volumes couverts en pourcentage de la capacité installée brute (%)	17 %	2 %	23 %	— %	19 %	8 %	2 %	26 %	— %	20 %
Produits des activités ordinaires ajustés^{2,3} (\$)	338	106	812	6	1 262	370	105	880	5	1 360
Combustible (\$)	(6)	(13)	(330)	(1)	(350)	(6)	(11)	(297)	(1)	(315)
Achats d'électricité (\$)	(10)	(2)	(50)	—	(62)	(7)	(3)	(60)	—	(70)
Coûts de conformité liés au carbone³ (\$)	—	(3)	(81)	(1)	(85)	—	—	(125)	(1)	(126)
Marge brute ajustée² (\$)	322	88	351	4	765	357	91	398	3	849

- 1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande et exclut les volumes de services auxiliaires.
- 2) 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. La composition des produits des activités ordinaires ajustés et de la marge brute ajustée a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.
- 3) Les ventes intersociétés de crédits d'émission des secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire au secteur Gaz ont été éliminées à la consolidation dans le secteur Siège social. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

Exercice clos le 31 décembre 2025

La production totale du portefeuille de centrales en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est élevée à 11 957 GWh, comparativement à 11 809 GWh en 2024. L'augmentation de 148 GWh, ou 1 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- la hausse de la production visée par des contrats dans le secteur Gaz attribuable à l'ajout des centrales alimentées au gaz de Heartland au quatrième trimestre de 2024; et
- l'augmentation de la production dans le secteur Hydroélectricité attribuable à la hausse des ressources hydriques et à l'optimisation de l'approvisionnement en eau afin de faciliter la production pendant les périodes de demande accrue; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation accrue de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché; et
- la diminution des volumes de production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison d'une baisse des ressources éoliennes par rapport à la période correspondante de 2024.

Les volumes des services auxiliaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont été de 3 857 GWh, comparativement à 3 537 GWh en 2024. L'augmentation de 320 GWh, ou 9 %, est surtout attribuable à une hausse des volumes dans le secteur Gaz en raison de l'ajout des centrales de Heartland.

Les volumes couverts pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué de 5 % par rapport à ceux de 2024, alors que la production marchande a diminué de 30 %. La Société a déployé une stratégie défensive visant à conclure des couvertures financières pour le portefeuille d'actifs marchands à des marges avantageuses en prévision du risque de la baisse des prix en 2025. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les produits des activités ordinaires ajustés, présentés dans le tableau ci-dessus.

La marge brute ajustée du portefeuille de centrales en Alberta pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à 765 millions de dollars, comparativement à 849 millions de dollars en 2024. La diminution de 84 millions de dollars, ou 10 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix au comptant de l'électricité et des services auxiliaires en Alberta, et la baisse des prix de couverture;
- la diminution de la production marchande dans le secteur Gaz en raison de l'optimisation accrue de la répartition attribuable à la baisse des prix du marché; et
- une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025;
- la hausse des coûts du combustible dans le secteur Gaz en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel; et
- la baisse des apports favorables liés aux positions de couverture réglées au cours de l'exercice considéré; le tout en partie contrebalancé par :
- l'apport favorable de l'ajout des centrales de Heartland dans le secteur Gaz;
- la baisse des coûts de conformité liés au carbone attribuable à l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2025 ainsi qu'une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland, et à l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone; et
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés des secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire au secteur Gaz.

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

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Marché de l'Alberta				
Prix moyen au comptant de l'électricité par MWh	43	52	44	63
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	2,15	1,42	1,61	1,29
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	95	80	95	80
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta				
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	105	110	107	109
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie hydroélectrique	53	78	58	91
Prix par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	35	39	38	46
Prix au comptant de l'électricité par MWh, énergie éolienne	26	26	24	35
Prix au comptant de l'électricité par MWh, secteur Gaz	65	75	66	86
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh ²	73	80	70	84
Volume couvert (GWh)	2 060	2 637	8 653	9 080
Coûts du combustible par MWh ³	48	42	41	38
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ⁴	15	16	10	15

- 1) Le prix marchand de l'électricité par MWh réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta est une mesure financière supplémentaire et représente le prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité et des activités d'optimisation du portefeuille de la Société. Il correspond aux produits tirés des activités de détail (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme et des produits des services auxiliaires, mais compte tenu de l'incidence des profits et des pertes liés aux instruments dérivés et aux activités de négociation) pour la période de présentation de l'information financière, divisés par le total des GWh produits au cours de la période de présentation de l'information financière.
- 2) Le prix moyen de l'électricité couvert par MWh est une mesure financière supplémentaire et correspond au prix de vente moyen pour toutes les couvertures et aux ventes directes aux clients au cours de la période de présentation de l'information financière.
- 3) Les coûts du combustible par MWh sont une mesure financière supplémentaire et correspondent aux coûts totaux du combustible des centrales de l'Alberta divisés par la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.
- 4) Les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont une mesure financière supplémentaire et correspondent aux coûts de conformité liés au carbone totaux pour les secteurs Gaz et Transition énergétique en Alberta divisés par la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Le prix moyen au comptant de l'électricité par MWh en Alberta pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué de respectivement 9 \$ par MWh et 19 \$ par MWh, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2024, principalement en raison de l'ajout de l'approvisionnement provenant de centrales alimentées à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz sur le marché et de l'incidence des températures plus douces au cours de l'exercice considéré.

Le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production en Alberta pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué de respectivement 5 \$ par MWh et 2 \$ par MWh, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2024, principalement en raison :

- d'une baisse des prix au comptant moyens de l'électricité attribuable aux facteurs susmentionnés et d'une baisse des prix de couverture de l'électricité par rapport à la

période correspondante de 2024; le tout en partie contrebalancé par :

- les positions de couverture favorables réglées et l'optimisation de la production, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta.

Les coûts du combustible par MWh pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté de respectivement 6 \$ par MWh et 3 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2024, principalement en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

Les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production du portefeuille de centrales en Alberta pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 a diminué de respectivement 1 \$ par MWh et 5 \$ par MWh, comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2024, surtout en raison :

- de l'incidence favorable de l'augmentation de la production des centrales de cogénération à faible émission de carbone sur les coûts de conformité liés au carbone par MWh; en partie contrebalancée par :
- une augmentation des coûts de conformité liés au carbone par tonne, qui sont passés de 80 \$ la tonne en 2024 à 95 \$ la tonne en 2025.

Les coûts de conformité liés au carbone pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont davantage été touchés par l'utilisation d'une plus grande quantité de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour la période considérée par rapport à l'exercice précédent pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES et une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2024 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland.

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.

	T1 2025	T2 2025	T3 2025	T4 2025
Produits des activités ordinaires	758	433	615	599
Marge brute	432	334	353	301
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	173	173	179	186
Amortissement	146	150	135	148
Résultat avant impôts sur le résultat	49	(95)	(53)	(42)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	46	(112)	(62)	(62)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,15	(0,38)	(0,20)	(0,21)

	T1 2024	T2 2024	T3 2024	T4 2024
Produits des activités ordinaires	947	582	638	678
Marge brute	584	436	384	390
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	134	144	143	234
Amortissement	124	131	133	143
Résultat avant impôts sur le résultat	267	94	9	(51)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	222	56	(36)	(65)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,72	0,18	(0,12)	(0,22)

1) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé à 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 événements suivants ont eu une incidence sur les résultats d'exploitation :

- l'acquisition de Heartland le 4 décembre 2024; et
- le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith au premier trimestre de 2024 et l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024.

En plus d'avoir subi les incidences des événements susmentionnés, les produits des activités ordinaires ont été touchés par :

- l'ajout de la production des centrales de Heartland, qui a été plus que compensé par la baisse de la production tirée des centrales alimentées au gaz existantes de la Société;
- une baisse des prix de l'électricité au comptant et couverts en Alberta au cours de tous les trimestres de 2025;
- une baisse des prix de l'électricité dans la région du Mid-Columbia au cours de trois trimestres de 2025 et une augmentation des prix au deuxième trimestre de 2025;
- une hausse des prix de l'électricité au comptant en Ontario au cours des quatre trimestres de 2025;
- les répercussions des profits et des pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché des positions de couverture et de dérivés en raison de variations favorables et défavorables des cours de change à terme; et
- les répercussions des profits et des pertes réalisés liés à la réévaluation à la valeur de marché sur les transactions réglées.

La marge brute a été touchée par :

- les facteurs ayant une incidence sur les produits des activités ordinaires susmentionnés;
- la baisse des coûts des achats d'électricité attribuable à une plus grande disponibilité dans le secteur Transition énergétique aux premier, troisième et quatrième trimestres de 2025; en partie contrebalancée par :
- l'incidence de l'ajout des centrales de Heartland au cours des quatre trimestres de 2025;
- la hausse des prix du gaz naturel aux premier, deuxième et quatrième trimestres de 2025 et la baisse des prix du gaz naturel au troisième trimestre de 2025; et
- la hausse des coûts du carbone par tonne, qui sont passés de 80 \$ en 2024 à 95 \$ en 2025. Au deuxième trimestre de 2025, les coûts de conformité liés au carbone ont diminué de 103 millions de dollars en raison de l'utilisation de crédits d'émission générés en interne et achetés en externe pour régler une partie de notre obligation liée aux émissions de GES de 2024 et une partie de l'obligation liée aux émissions de GES prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Heartland. Au deuxième trimestre de 2024, les coûts de conformité liés au carbone ont diminué de

42 millions de dollars en raison de l'utilisation de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été touchées par :

- l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques et de croissance aux premier et deuxième trimestres de 2025 et aux troisième et quatrième trimestres de 2024, par rapport à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent;
- l'incidence de la mise en service des parcs éoliens Horizon Hill et White Rock au premier semestre de 2024;
- l'ajout des centrales de Heartland et des coûts du siège social connexes au cours de tous les trimestres de 2025 et d'une partie du quatrième trimestre de 2024;
- l'augmentation des coûts découlant de la planification, de la conception et de l'implantation du progiciel de gestion intégré au cours des trois premiers trimestres de 2025 et du quatrième trimestre de 2024; et
- des pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta au quatrième trimestre de 2024 pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires de la centrale hydroélectrique Brazeau fournis en 2021 et 2022.

L'amortissement a été plus élevé pour tous les trimestres de 2025, ce qui s'explique par :

- une augmentation de l'amortissement en raison de l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024; et
- l'acquisition de Heartland au quatrième trimestre de 2024; en partie contrebalancées par :
- des révisions de la durée d'utilité de certaines centrales effectuées au troisième trimestre de 2024.

Le résultat avant impôts sur le résultat a été touché par les facteurs susmentionnés et par les imputations pour dépréciation d'actifs et les reprises de dépréciation d'actifs en raison :

- d'une variation des provisions pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service attribuable aux variations des flux de trésorerie estimés et des taux d'actualisation aux troisième et quatrième trimestres de 2024 et aux troisième et quatrième trimestres de 2025;
- d'une variation de la provision pour frais de démantèlement de la centrale de Centralia attribuable à un changement dans le calendrier des flux de trésorerie estimés au quatrième trimestre de 2025; et
- d'une imputation pour dépréciation, déduction faite des reprises de dépréciation liée à certains parcs éoliens et solaires en raison de variations des volumes de production

prévus et des hypothèses relatives à la baisse des prix de l'électricité au troisième trimestre de 2025.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été touché par :

- une baisse du résultat au premier trimestre de 2025 et une hausse des pertes aux deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2025 attribuables aux facteurs susmentionnés; et

- une baisse du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et une hausse de la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle au cours des quatre trimestres de 2025, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Situation financière

Analyse de la situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2024 au 31 décembre 2025 :

Aux	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Augmentation (diminution)
Total des actifs courants	1 336	1 773	(437)
Total des actifs non courants	7 325	7 726	(401)
Total de l'actif	8 661	9 499	(838)
Total des passifs courants	1 830	2 569	(739)
Total des passifs non courants	5 366	5 087	279
Total du passif	7 196	7 656	(460)

Fonds de roulement

Le déficit des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'établissait à 494 millions de dollars au 31 décembre 2025 (déficit des actifs courants sur les passifs courants de 796 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Le déficit des actifs courants sur les passifs courants s'explique principalement par le classement de titres échangeables totalisant 750 millions de dollars en passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 31 décembre 2024 au gré de Brookfield, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et Brookfield ne peut exiger de remboursement. Se reporter à la note 26 des états financiers consolidés pour plus de précisions.

Le déficit au 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celui au 31 décembre 2024 essentiellement en raison de la baisse de la partie courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives. Le 25 mars 2025, la Société a remboursé sa facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars avant la date d'échéance prévue du 7 septembre 2025 au moyen du produit du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars réalisé au premier trimestre

de 2025. Se reporter à la rubrique «Capital financier» ci-après pour plus de précisions sur la gestion du fonds de roulement.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 325 millions de dollars au 31 décembre 2025, en baisse de 401 millions de dollars par rapport à 7 726 millions de dollars au 31 décembre 2024, en raison surtout :

- d'une baisse des immobilisations corporelles résultant d'une dépréciation de 547 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et d'une hausse des pertes de change sur la conversion en monnaie de présentation de soldes libellés en monnaies étrangères, en partie compensée par des ajouts d'immobilisations de 249 millions de dollars (se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions); et
- d'une diminution des actifs de gestion du risque attribuable aux variations des prix du marché sur plusieurs marchés et aux variations des prévisions de prix; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des actifs financiers à long terme en raison d'un prêt à terme et d'une facilité renouvelable consentis à Nova, un promoteur de projets d'énergie renouvelable.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'établissaient à 5 366 millions de dollars au 31 décembre 2025, en hausse de 279 millions de dollars par rapport à 5 087 millions de dollars au 31 décembre 2024, en raison surtout :

- de la hausse des passifs de gestion du risque attribuable à la variation des prix à terme et à la volatilité des prix sur plusieurs marchés; et
- de l'augmentation des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives en raison du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars réalisé le 24 mars 2025; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse de la provision pour frais de démantèlement et des autres provisions attribuable aux passifs réglés et aux révisions des taux d'actualisation et des frais de démantèlement estimés; et

- la diminution de la dette à long terme attribuable aux remboursements du principal prévus sur nos obligations, billets de premier rang et financement donnant droit à des avantages fiscaux, ainsi qu'aux remboursements, déduction faite des emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale.

Le 22 décembre 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, à un taux d'intérêt nominal fixe de 5,9 % par année et venant à échéance le 1^{er} février 2034. Elle a affecté le produit au rachat de la totalité des billets de premier rang en circulation à 7,8 % d'un montant de 400 millions de dollars américains avant la date d'échéance prévue du 15 novembre 2029. Se reporter aux rubriques «Capital financier» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

Obligations contractuelles

Pour plus de précisions, se reporter à la note 36, Engagements et éventualités, des états financiers consolidés. Les obligations contractuelles importantes au 31 décembre 2025 se présentent comme suit :

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et contrats de livraison ¹	83	67	67	63	62	350	692
Transport ¹	29	31	22	20	21	114	237
Ententes de service à long terme ¹	55	44	21	14	15	105	254
Contrats de location simple ^{1, 2}	5	2	2	2	2	59	72
Dette à long terme ³	170	331	163	343	281	2 199	3 487
Titres échangeables ⁴	—	—	—	—	—	750	750
Paiements de principal sur les obligations locatives	5	5	5	5	5	121	146
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ^{1, 5}	179	184	167	156	138	705	1 529
Intérêts sur les titres échangeables ^{1, 4}	53	53	53	52	53	457	721
Croissance ¹	7	—	11	—	—	—	18
Total	586	717	511	655	577	4 860	7 906

1) Non comptabilisés à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés et ne tiennent pas compte de l'incidence des couvertures de taux d'intérêt.

2) Comprennent les contrats de location qui n'ont pas été comptabilisés à titre d'obligation locative et les contrats de location qui n'ont pas encore commencé.

3) Ne tient pas compte de l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

4) Les débetures échangeables viennent à échéance le 1^{er} mai 2039, et les actions privilégiées échangeables sont perpétuelles. Toutefois, les paiements en espèces pourront avoir lieu après le 31 décembre 2028 au gré de la Société si les titres échangeables ne sont pas échangés par Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield»). Au gré de Brookfield, les titres échangeables peuvent actuellement être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta entre le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2028.

5) Les intérêts sur la dette à long terme sont établis en fonction de la dette en cours sans qu'il soit supposé qu'elle sera renouvelée à l'échéance.

Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant. La Société s'attend à ce que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation soient suffisants pour respecter ses obligations, soutenir les dépenses d'investissement de maintien et financer les dividendes à court et à long terme. Grâce à son historique de financement des dernières années, la Société est en excellente position pour accéder aux marchés financiers et répondre à ses besoins de financement futurs. Au 31 décembre 2025, la Société disposait d'une capacité consentie totalisant 2,2 milliards de dollars aux termes de ses facilités de crédit, dont un montant de 1,3 milliard de dollars reste disponible pour les emprunts à court terme. Se reporter à la rubrique «Facilités de crédit» ci-après pour plus de précisions.

La Société gère les déficits du fonds de roulement au moyen de la production continue de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit disponibles et de l'accès aux marchés financiers.

La direction continue de surveiller les liquidités et tient compte du levier financier actuel approprié selon les caractéristiques des actifs visés par des contrats et des actifs marchands de la Société.

Les notes de crédit fournissent des renseignements sur les coûts de financement, les liquidités et l'exploitation de la Société et influent sur la capacité de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ou sur le coût de ce financement. Le maintien d'un bilan solide permet également à la Société de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur les résultats financiers de la Société et facilite l'accès de TransAlta aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit.

En 2025, Moody's a renouvelé la note à long terme de la Société de Ba1 avec une perspective stable. Morningstar DBRS a renouvelé la note à titre d'émetteur et la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, soit BBB (faible), et la note de crédit des actions privilégiées de la Société, soit Pfd-3 (faible), toutes avec une perspective stable. De plus, S&P Global Ratings a renouvelé la note des titres de créance non garantis de premier rang et la note de crédit à titre d'émetteur de la Société, soit BB+, avec une perspective stable. Les risques associés à nos notes de crédit sont analysés à la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion.

Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	2025		2024	
	\$	% du total	\$	% du total
Titres de créance non garantis de premier rang	1 734	31	1 789	29
Dette sans recours	1 471	26	1 575	27
Dette avec recours – obligation d'OCP	166	3	192	3
Financement donnant droit à des avantages fiscaux	76	1	101	1
Obligations locatives	146	3	151	2
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives¹	3 593	64	3 808	62
Ajouter : débentures échangeables	350	6	350	6
Ajouter : découvert bancaire	—	—	1	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(205)	(3)	(337)	(6)
Déduire : liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP ²	(17)	—	(17)	—
Déduire : juste valeur des contrats de change à terme au titre de la dette libellée en monnaies étrangères	4	—	(7)	—
Total de la dette nette consolidée^{3, 4, 5}	3 725	67	3 798	62
Actions privilégiées échangeables ⁵	400	7	400	7
Total des capitaux propres	1 465	26	1 843	31
Total du capital	5 590	100	6 041	100

1) Les facilités de crédit, la dette à long terme et les obligations locatives comprennent la partie courante et non courante dans les états de la situation financière consolidés. Pour une ventilation détaillée, se reporter à la note 25 des états de la situation financière consolidés.

2) Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP liées aux obligations de TransAlta OCP LP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser les obligations.

3) Le total de la dette nette consolidée est une mesure non conforme aux IFRS, qui n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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.

Nous avons amélioré les liquidités et la valeur pour les actionnaires par les moyens suivants :

2025

- Le 22 décembre 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, à un taux d'intérêt nominal fixe de 5,9 % par année et venant à échéance le 1^{er} février 2034. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les billets ont été émis au taux de 99,4 % de la valeur nominale, ce qui a donné lieu à un produit de 541 millions de dollars (393 millions de dollars américains), et comportent une option de remboursement anticipé pouvant être exercée dans trois ans. Les versements d'intérêts sur les billets sont effectués

semestriellement, soit le 1^{er} février et le 1^{er} août, le premier versement devant être fait le 1^{er} août 2026.

- Le 22 décembre 2025, la Société a racheté la totalité de ses billets de premier rang en circulation à 7,8 % d'un montant de 400 millions de dollars américains avant la date d'échéance prévue du 15 novembre 2029.
- Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la facilité de crédit consortiale a été réduite, passant de 1,95 milliard de dollars à 1,90 milliard de dollars, et l'échéance a été prolongée d'un an jusqu'au 30 juin 2029.
- Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, l'échéance des facilités de crédit bilatérales d'un montant total de 240 millions de dollars a été prolongée d'un an jusqu'au 30 juin 2027.

- Le 24 mars 2025, la Société a émis des billets de premier rang d'un montant de 450 millions de dollars, à un taux d'intérêt nominal de 5,6 % par année et venant à échéance le 24 mars 2032. Les billets sont des obligations non garanties, sont de rang égal quant au droit de paiement de toutes nos dettes de premier rang actuelles et futures, et ont un droit de premier rang quant au paiement de toutes nos dettes subordonnées ultérieures. Les versements d'intérêts sur les billets sont effectués semestriellement, soit le 24 mars et le 24 septembre;
- Le 25 mars 2025, la Société a remboursé sa facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars avant la date d'échéance prévue du 7 septembre 2025 au moyen du produit du placement de billets de premier rang de 450 millions de dollars; et
- Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société a racheté et annulé 1 932 800 actions ordinaires au prix moyen de 12,42 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 24 millions de dollars.

2024

- Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, la Société a racheté et annulé 13 467 400 actions ordinaires au prix moyen de 10,59 \$ l'action dans le cadre de l'OPRA, pour un coût total de 143 millions de dollars.
- La prise en charge de nouvelles facilités de crédit et de nouvelles facilités de lettres de crédit dans le cadre de l'acquisition de Heartland.

Facilités de crédit

Les facilités de crédit de la Société sont présentées à la note 25 des états financiers consolidés.

La Société maintient une situation financière solide, ses liquidités s'établissant à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2025. Les facilités de crédit constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie générés en interne.

Au 31 décembre 2025, la Société disposait d'une capacité consentie totalisant 2,2 milliards de dollars, dont 606 millions de dollars avaient été utilisés sous forme de lettre de crédit et 98 millions de dollars avaient été tirés en trésorerie. En vertu de la capacité sans engagement de 400 millions de dollars, la Société a émis des lettres de crédit de 223 millions de dollars entièrement soutenues, ce qui a réduit la capacité disponible sur la facilité de crédit consentie. La Société respecte toutes les clauses restrictives en vertu de ses facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible.

Outre la capacité consentie restante nette de 1,3 milliard de dollars, la Société disposait de 205 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie, ce qui se traduit par des liquidités disponibles totales de 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2025.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2025, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

Dette sans recours et autres dettes

La totalité de la dette sans recours, de l'obligation de TransAlta OCP LP et des facilités de crédit de Heartland est assujettie 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 quatrième trimestre de 2025, à l'exception de Windrise Wind LP. Les fonds dans Windrise qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2026. Au 31 décembre 2025, un montant de 101 millions de dollars (117 millions de dollars au 31 décembre 2024) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Au 31 décembre 2025, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 8 millions de dollars (9 millions de dollars australiens) des fonds détenus par TEC Hedland Pty Ltd., étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités responsables des projets pour payer les coûts d'entretien importants.

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.

Entre 2026 et 2028, la Société doit rembourser un total de 664 millions de dollars au titre de sa dette et du financement donnant droit à des avantages fiscaux. Les titres échangeables de 750 millions de dollars peuvent être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta entre le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2028.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2025, nous avons consenti des lettres de

crédit totalisant 829 millions de dollars (865 millions de dollars en 2024) et des garanties au comptant de 92 millions de dollars (124 millions de dollars en 2024).

Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés aux postes Passifs de gestion du risque, Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants et Provision pour frais de démantèlement et autres provisions. La diminution de la valeur des lettres de crédit en cours au 31 décembre 2025 est principalement liée aux changements apportés aux exigences contractuelles en vertu d'un contrat conclu avec un tiers et à une diminution des lettres de crédit émises aux termes des facilités de crédit de Heartland.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux et crédits d'impôt à la production aux États-Unis

La Société détient des participations dans des parcs éoliens qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. La législation fiscale américaine actuelle permet aux projets

d'énergie éolienne admissibles de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production pendant les dix premières années d'exploitation du projet. Afin de monétiser les incitatifs fiscaux, la Société s'est associée à des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des incitatifs fiscaux et de liquidités. TransAlta comptabilise la participation des investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux sous forme de dette à long terme, lorsque les distributions en espèces et les attributions d'incitatifs fiscaux aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux réduisent principalement le solde de la dette à long terme. Lorsque les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux atteignent un rendement du capital investi après impôt convenu, le projet arrive au «point de basculement». Avant d'atteindre le point de basculement, la quasi-totalité des attributs fiscaux, y compris les crédits d'impôt à la production obtenus et une proportion de trésorerie, sont attribués aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Une fois le point de basculement atteint, la Société conserve la quasi-totalité de la trésorerie et du résultat imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation.

Le tableau suivant présente de l'information concernant les accords de la Société sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux prévoyant l'admissibilité à des crédits d'impôt à la production :

Installation	Date de mise en service	Point de basculement prévu	Investissement initial de l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux (\$ US)	Crédits d'impôt à la production annuels prévus (\$ US)	Apport de paiements à l'utilisation annuel prévu (\$)	Attribution des distributions en espèces aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement) non actualisée ¹ (\$ US)	Attribution du résultat imposable et des crédits d'impôt à la production aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux (avant le point de basculement)
Lakeswind	2014	2030	45	—	—	11	99 %
Big Level et Antrim	2019	2029	126	11	2	33	99 %
Skookumchuck ²	2020	2030	121	11	—	14	99 %
Parcs solaires en Caroline du Nord	2021	2030	64	—	—	3	— %

1) Distributions en espèces prévues cumulatives entre le 31 décembre 2025 et le point de basculement prévu.

2) La Société a une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, laquelle 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.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Produits d'intérêts et charges d'intérêts

Les composantes de la charge d'intérêts sont présentées à la note 10 des états financiers consolidés. La charge d'intérêts nette dans le rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles est calculée comme suit :

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Charge d'intérêts	81	92	347	324
Déduire : produits d'intérêts	(10)	(11)	(28)	(30)
Déduire : éléments sans effet de trésorerie ¹	(11)	(17)	(55)	(63)
Charge d'intérêts nette²	60	64	264	231

1) Les éléments sans effet de trésorerie comprennent la désactualisation des provisions, l'amortissement des coûts de financement, les intérêts payés en nature et d'autres éléments sans effet de trésorerie.

2) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter au tableau ci-dessus pour plus de précisions sur les calculs.

Les produits d'intérêts pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 sont comparables à ceux des périodes correspondantes de 2024.

La charge d'intérêts pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2024, ce qui s'explique surtout par la baisse des intérêts sur les billets de premier rang à la suite de leur refinancement à des taux d'intérêt moins élevés en 2025 et le profit net tiré du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains, en partie contrebalancée par une augmentation des intérêts sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland.

La charge d'intérêts pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2024, ce qui s'explique surtout par l'augmentation des intérêts sur la dette attribuable à l'ajout de la facilité à terme de Heartland, et la baisse des intérêts

incorporés dans le coût de l'actif découlant du ralentissement des activités de construction en 2025 par rapport à 2024, le tout en partie contrebalancé par la baisse des intérêts sur les billets de premier rang en raison du refinancement à des taux d'intérêt moins élevés en 2025 et le profit net tiré du rachat anticipé des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains.

Capital social

Pour plus de précisions sur les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation, se reporter aux notes 28 et 29 des états financiers consolidés.

Au 26 février 2026, le nombre d'actions ordinaires en circulation était de 296,8 millions. Le nombre d'actions privilégiées en circulation s'établit comme suit : 9,6 millions de série A, 2,4 millions de série B, 10,0 millions de série C, 1,0 million de série D, 9,0 millions de série E et 6,6 millions de série G.

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024 :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	337	348	(11)
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	646	796	(150)
Activités d'investissement	(418)	(520)	102
Activités de financement	(362)	(291)	(71)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	2	4	(2)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	205	337	(132)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de 2024, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	796
Diminution de la marge brute attribuable à une baisse des produits des activités ordinaires, contrebalancée en partie par la baisse des coûts de conformité liés au carbone et la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité	(87)
Augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des centrales de Heartland et des coûts du siège social connexes, aux dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance, à la hausse des dépenses liées à la planification, à la conception et à l'implantation d'une mise à niveau du progiciel de gestion intégré et à l'incidence de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill au premier semestre de 2024, en partie contrebalancée par la baisse des coûts de transaction et de restructuration associés à l'acquisition de Heartland, principalement composés d'indemnités de départ, de frais juridiques et d'honoraires de consultation	(56)
Diminution de la charge d'impôt exigible en raison d'une augmentation de la perte avant impôts sur le résultat en 2025 par rapport au résultat avant impôts sur le résultat de la période correspondante de 2024	94
Augmentation de la charge d'intérêts principalement attribuable à la hausse des intérêts sur la dette découlant de l'ajout de la facilité à terme de Heartland, et à la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif découlant d'un ralentissement des activités de construction en 2025	(23)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation attribuable à une baisse des dettes fournisseurs et charges à payer et à une baisse des impôts sur le résultat à payer, en partie contrebalancée par la baisse des créances clients et la baisse des garanties fournies	(35)
Règlement des pénalités auxquelles était soumise la centrale Brazeau relativement à l'évaluation de 2024 réalisée par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022	(33)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025	646

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à ceux de 2024, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	(520)
Augmentation des actifs financiers à long terme en 2025 attribuable à l'investissement de la Société dans Nova	(145)
Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles attribuable à l'ampleur accrue du programme de construction au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période considérée	62
Acquisition de Heartland en 2024	217
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement découlant de la baisse des charges à payer au titre du capital	(3)
Divers ¹	(29)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025	(418)

1) Comprend principalement les paiements au titre de contrats de location-financement et le produit tiré de la vente d'immobilisations corporelles, contrebalancés par une augmentation du solde des liquidités soumises à restriction et d'autres éléments liés aux activités d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté par rapport à ceux de 2024, principalement en raison de ce qui suit :

	Exercices clos les 31 déc.
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024	(291)
Remboursement des billets de premier rang à 7,8 % de 400 millions de dollars américains au quatrième trimestre de 2025	(573)
Remboursement de la facilité d'emprunt à terme à taux variable de 400 millions de dollars au premier trimestre de 2025	(400)
Augmentation du montant des remboursements de la dette à long terme en 2025 par rapport à celui de l'exercice précédent	(175)
Émission de billets de premier rang à 5,9 % de 400 millions de dollars américains au quatrième trimestre de 2025	541
Émission de billets de premier rang à 5,6 % de 450 millions de dollars au premier trimestre de 2025	450
Diminution des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA en 2025 par rapport à ceux de l'exercice précédent	119
Remboursements, déduction faite des emprunts en trésorerie sur la facilité de crédit consortiale	(48)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle attribuable à la baisse du résultat net	29
Augmentation des frais de financement liés à l'émission de nouveaux titres d'emprunt	(7)
Divers ¹	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025	(362)

1) Comprend une hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires, une baisse du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires et une baisse des profits réalisés sur les instruments financiers, le tout en partie contrebalancé par une variation favorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement et une baisse des paiements en vertu des obligations au titre de contrats de location-financement.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement de croissance et de développement constituent des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter les dépenses liées à respectivement l'exploitation sécuritaire et fiable de nos installations existantes et la construction des projets. La somme des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses de

croissance et de développement, ajustée pour tenir compte des éléments hors trésorerie et des transferts, correspond aux ajouts d'immobilisations corporelles, aux ajouts d'immobilisations incorporelles et aux dépenses de développement dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour la période.

Dépenses d'investissement de maintien

Nos activités sont caractérisées par un cycle long et nécessitent d'importantes dépenses d'investissement. Notre objectif est d'engager des dépenses d'investissement de maintien qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos

centrales. Les dépenses d'investissement de maintien sont engagées pour effectuer des travaux d'entretien d'envergure afin de maintenir la capacité ou la production de l'actif existant jusqu'à la fin de sa durée d'utilité.

Les dépenses d'investissement de maintien de la Société par secteur sont résumées dans le tableau suivant :

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	14	22	46	56
Énergie éolienne et énergie solaire	6	8	24	20
Gaz	22	32	78	52
Transition énergétique	—	—	—	12
Siège social	3	5	14	2
Total des dépenses d'investissement de maintien	45	67	162	142

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 a diminué de 22 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- de la diminution des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au gaz au Canada attribuable au calendrier des dépenses; et
- de la baisse des travaux d'entretien d'envergure dans nos centrales hydroélectriques en Alberta attribuable au calendrier des dépenses.

Le total des dépenses d'investissement de maintien en 2025 a augmenté de 20 millions de dollars par rapport à celui de 2024, principalement en raison :

- de l'augmentation des travaux d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au gaz au Canada attribuable au calendrier des dépenses et à l'ajout de travaux d'entretien aux centrales alimentées au gaz acquises auprès de Heartland;

- d'une hausse des travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; en partie contrebalancée par :

- l'absence de travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Transition énergétique au cours de la période considérée; et
- la baisse des travaux d'entretien d'envergure dans nos centrales hydroélectriques en Alberta attribuable au calendrier des dépenses.

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 tient également compte de l'obtention d'un incitatif à la location lié au siège social de la Société au cours du premier trimestre de 2024, qui est inclus dans le secteur Siège social.

Dépenses d'investissement de croissance et de développement

Les dépenses de croissance et de développement sont touchées par le calendrier et la construction des projets du portefeuille de projets de développement. L'investissement de croissance représente les dépenses d'investissement engagées qui ajouteront des mégawatts à la Société ou qui généreront de nouveaux produits tirés des activités

ordinaires supplémentaires et comprend les dépenses d'ingénierie, de conception, de passation de contrats, d'obtention de permis, de rémunération et les charges indirectes qui répondent aux critères d'inscription à l'actif.

Le tableau suivant présente nos dépenses de croissance et de développement par secteur.

	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	1	3	3	9
Énergie éolienne et énergie solaire	34	10	33	64
Gaz	13	21	56	59
Transition énergétique	4	—	8	—
Total des dépenses de croissance et de développement	52	34	100	132

Les dépenses de croissance et de développement pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 ont augmenté par rapport à celles de la période correspondante de 2024, principalement en raison :

- d'une hausse des dépenses dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire attribuable aux derniers paiements versés pour les parcs éoliens en Oklahoma, ainsi qu'au versement, à un entrepreneur tiers, d'une indemnité relative au parc éolien Garden Plain, découlant d'un différend survenu durant la phase de construction, le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des dépenses dans le secteur Gaz surtout attribuable à l'achèvement des travaux d'entretien des immobilisations à Sarnia causés par l'interruption de production de la centrale au cours d'une partie du quatrième trimestre de 2024.

Les dépenses de croissance et de développement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont diminué par rapport à celles de 2024, principalement en raison :

- d'une baisse des dépenses liées au secteur Énergie éolienne et énergie solaire, la plupart des projets de croissance ayant été mis en service au premier semestre de 2024, laquelle a été en partie contrebalancée par :
- une hausse des dépenses dans le secteur Transition énergétique liée à la conversion de Centralia, qui est passée du charbon au gaz naturel, ce qui accroît la durée de vie commerciale de la centrale existante.

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

Priorités stratégiques

La Société demeure déterminée à investir dans des solutions d'électricité qui répondent aux besoins évolutifs de ses clients et de ses collectivités. Sa stratégie est axée sur la maximisation de la valeur de ses activités de base, notamment l'exploitation efficace de son portefeuille diversifié, l'amélioration de la valeur grâce à ses capacités uniques de commercialisation et de négociation, l'optimisation continue de son portefeuille en Alberta, et l'élargissement de son portefeuille de production par l'ajout d'actifs stratégiques grâce à des fusions et des acquisitions, au réaménagement de ses anciens sites de production d'énergie et à son portefeuille de projets de développement. Compte tenu d'une approche rigoureuse en matière d'affectation des capitaux, la Société est bien placée pour créer de la valeur à long terme pour les actionnaires grâce à des possibilités sur ses principaux marchés d'exploitation, soit le Canada, les États-Unis et l'Australie-Occidentale.

La Société continue de réaliser de solides progrès à l'égard de ses principales priorités stratégiques, tout en s'assurant que l'entreprise demeure résiliente, axée sur la croissance et en phase avec l'évolution du secteur de l'énergie.

Optimiser de façon exceptionnelle les opérations pour maximiser la valeur de nos activités principales

Des activités sécuritaires et fiables

La sécurité constitue la valeur fondamentale de la Société, et seules des activités de production menées en toute sécurité sont acceptables. La stratégie opérationnelle axée sur la sécurité de la Société s'appuie sur sa longue expérience en matière d'exploitation et son équipe chevronnée qui lui permettent de respecter ses engagements opérationnels actuels et futurs. La Société s'engage également à une amélioration continue et à trouver de nouveaux moyens pour optimiser son efficacité opérationnelle et réduire les coûts, ce qui, à terme, profite à ses clients et accroît la valeur pour ses actionnaires.

Optimiser le portefeuille de centrales en Alberta

En Alberta, la Société continue de déployer activement des stratégies de couverture et de mettre en œuvre des activités d'optimisation afin d'atténuer l'incidence de la baisse des prix marchands de l'électricité. L'acquisition de Heartland Generation a considérablement renforcé notre portefeuille albertain et notre base de production est continuellement optimisée afin de répondre à la volatilité de l'offre et à l'intermittence croissantes du marché en Alberta. La Société maximise la valeur de son portefeuille de centrales hydroélectriques en améliorant ses capacités et sa souplesse opérationnelles.

De plus, la Société met en œuvre des initiatives visant à maximiser la valeur de ses centrales thermiques existantes et à répondre à la demande croissante de charge pour les centres de données ainsi qu'à celle d'une électricité abordable et fiable.

Accroître la souplesse financière

La Société maintient une situation financière solide, ses liquidités s'étant établies à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2025, et une approche rigoureuse en matière d'affectation du capital et de contrôle des coûts. La Société assure l'équilibre entre les investissements dans la croissance, le remboursement de la dette et les rendements pour les actionnaires au moyen de rachats d'actions et de versements de dividendes. Compte tenu de la confiance à l'égard de l'entreprise, le dividende annuel sur les actions ordinaires a augmenté de 8 % et a été porté à 0,28 \$ par action, à compter du 1^{er} juillet 2026, ce qui représente une augmentation du dividende pour la septième année consécutive.

Croître avec discipline pour maximiser la valeur pour les actionnaires

Faire progresser les projets liés aux anciens sites

La Société relève d'importantes occasions de contribuer à l'avancement de la transition énergétique, notamment en soutenant le développement de centres de données, grâce à des solutions énergétiques novatrices, fiables et abordables dans ses principaux territoires d'exploitation, soit l'Alberta et l'État de Washington, où elle poursuit activement des possibilités de croissance auprès de clients actuels et éventuels. La Société est d'avis que ses sites actuels ont une valeur importante et procurent aux clients des avantages uniques qui peuvent être réalisés grâce à l'aménagement de sites désaffectés.

Plus précisément, nous sommes ravis d'avoir annoncé la conclusion d'un accord tarifaire afin de faire avancer la conversion du charbon au gaz à la centrale de Centralia, ainsi que la conclusion d'un protocole d'entente visant à accélérer l'aménagement d'un centre de données en Alberta.

Chercher à réaliser des fusions et acquisitions créatrices de valeur

La Société continuera de saisir des occasions de fusions et acquisitions, en mettant l'accent sur ses principales compétences, qui sont créatrices de valeur et complémentaires à son portefeuille d'actifs ou qui peuvent être améliorées grâce à ses activités de commercialisation et de négociation d'énergie.

Développer de nouveaux projets

Le développement de nouveaux projets est concentré dans nos principaux territoires et diversifié selon les types de combustibles et les technologies. Le portefeuille de projets

de développement de la Société offre des options pour une croissance à long terme attrayante qui augmentera la valeur pour les actionnaires au-delà des possibilités qui existent sur ses anciens sites.

Croissance

Tout au long de 2024 et de 2025, nous avons affiné notre portefeuille de projets de développement afin de l'aligner sur la dynamique du contexte réglementaire et d'interconnexion en évolution, tout en poursuivant les occasions à nos actifs existants. Notre portefeuille comprend maintenant des projets à un stade de développement intermédiaire de 860 MW et des projets aux premiers stades de développement de 2 590 MW. Nous demeurons concentrés sur le réaménagement des centrales thermiques existantes ainsi que sur la poursuite des possibilités de nouveaux projets et de fusions et d'acquisitions sur nos principaux marchés.

Projets aux premiers stades de développement

L'appréciation de la faisabilité d'un projet comprend notamment des évaluations du marché, techniques, foncières et des permis à obtenir. Les principales étapes comprennent l'obtention du contrôle des principaux propriétaires de terrains, l'établissement de l'accès au réseau d'interconnexion, d'une capacité de transport, de mesures des ressources sur place et la tenue de consultations initiales avec les parties prenantes. Les projets passent aux stades de développement intermédiaires si une voie de développement économique viable est repérée.

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

Projets aux premiers stades de développement (MW)	Production thermique	Énergie éolienne	Énergie solaire	Stockage	Total
Divers	1 590	465	190	345	2 590

Projets aux stades de développement intermédiaires

L'étendue et la structure commerciale du projet sont passées aux stades de développement intermédiaires. Les principales étapes comprennent la finalisation des technologies de base et de l'emplacement, l'obtention du contrôle total des terrains, la progression du processus d'interconnexion, l'amorce des négociations d'enlèvement,

l'avancement des demandes environnementales et réglementaires, et la préparation d'une estimation des coûts d'investissement de classe 4. L'achèvement réussi du stade de développement intermédiaire signifie qu'un projet est prêt à passer à la phase de définition détaillée en vue d'une décision d'investissement finale.

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

Projets aux stades de développement intermédiaires (MW)	Production thermique	Énergie éolienne	Énergie solaire	Stockage	Total
Canada	—	100	—	20	120
États-Unis	700	—	—	—	700
Australie-Occidentale	—	—	40	—	40
Total	700	100	40	20	860

Projets en construction

Les projets en cours de construction sont financés au moyen des liquidités existantes à court terme et nous continuons d'explorer des solutions de financement permanentes pour chacun des actifs.

Les projets suivants, qui sont visés par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ»), ont été approuvés par le conseil d'administration et sont en cours de construction ou sur le point d'être mis en service.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet (en millions de dollars)			Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ (années)	État	
				Dépenses estimées		Dépenses engagées à ce jour				
Australie-Occidentale										
Mise à niveau du réseau Mount Keith West	Transport	WA	—	\$ AU	—	\$ AU	\$ AU	T1 2026	13	- Totalité du matériel important livré et installé - Projet en voie d'être achevé dans les délais au T1 2026
Total ¹			—	34 \$	—	36 \$	36 \$			

1) Le total des dépenses estimées a été converti selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2025. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

Autre analyse consolidée

Opérations avec les parties liées

Dans le cours normal des activités, nous concluons des opérations aux conditions du marché avec des parties liées, notamment des entités consolidées et des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, qui ont été évaluées à la valeur d'échange et sont comptabilisées dans les états financiers consolidés, y compris, mais sans s'y limiter, des CAÉ et des contrats dérivés. Pour plus de précisions, se reporter à la note 35, Transactions entre parties liées, des états financiers consolidés.

Engagements

Pour plus de précisions, se reporter à la note 36, Engagements et éventualités, des états financiers consolidés.

Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et procédures fondées sur la loi ou la réglementation dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de

ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit.

La Société effectue régulièrement des examens internes de ses offres et de son comportement à cet égard sur les marchés de l'énergie et des services auxiliaires en Alberta, et elle signalera automatiquement les infractions présumées ou répondra aux demandes de renseignements des organismes de réglementation, le cas échéant. Il n'y a actuellement aucune certitude que toute question particulière sera résolue en faveur de la Société ou que ces questions n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta.

Pour plus de précisions, se reporter à la note 36, Engagements et éventualités, des états financiers consolidés.

Principales informations annuelles

Aux 31 décembre et pour les exercices clos à ces dates	2025	2024	2023
Produits des activités ordinaires	2 405	2 845	3 355
Résultat avant impôts sur le résultat	(141)	319	880
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	177	644
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,64)	0,59	2,33
Total de l'actif	8 661	9 499	8 659
Total des passifs non courants	5 366	5 087	5 253
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,26	0,24	0,22
Dividendes déclarés par action privilégiée	1,36	1,36	1,33
Série A	0,72	0,72	0,72
Série B	1,16	1,60	1,72
Série C	1,46	1,46	1,46
Série D	1,42	1,87	1,99
Série E	1,72	1,72	1,72
Série G	1,69	1,47	1,25
Série I ¹	70,00	70,00	70,00

1) Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette à long terme. Se reporter à la note 26 pour plus de précisions.

Se reporter aux rubriques «Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée» et «Principales informations trimestrielles» du présent rapport de gestion pour connaître les facteurs ayant une incidence sur les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

Les **produits des activités ordinaires** ont totalisé 2 845 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, en baisse de 510 millions de dollars, ou 15 %, comparativement à ceux de 2023, en raison surtout :

- de la baisse des prix marchands de l'électricité au comptant et couverts sur les marchés, en partie contrebalancée par :
- la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill, du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, du projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith et la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills; et
- la hausse des produits des activités ordinaires attribuable à l'acquisition de Heartland au quatrième trimestre de 2024.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué de 561 millions de dollars, ou 64 %, comparativement à celui de 2023, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la baisse des produits des activités ordinaires susmentionnés;

- de l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs liée à une hausse de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service, attribuable à une baisse des taux d'actualisation et aux révisions des frais de démantèlement estimatifs, et à une hausse des imputations pour dépréciation d'actifs relatives à des projets de développement qui ne sont plus en cours;
- de l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable aux coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition de Heartland, aux dépenses liées à la planification et aux travaux de conception d'une mise à niveau planifiée du progiciel de gestion intégré, et aux pénalités imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour des signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022.
- de l'augmentation de la charge d'intérêts du fait principalement d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif attribuable à un ralentissement de l'activité de construction en 2024 par rapport à celle de 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité en raison de la baisse des prix de rachats d'électricité dans la région du Mid-Columbia, de la baisse de la consommation de combustible attribuable à une optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz en Alberta, de la plus grande répartition économique dans le secteur Transition énergétique, et de la baisse des prix du gaz naturel; et

- une baisse de la dotation aux amortissements attribuable aux révisions de la durée d'utilité de certaines centrales effectuées au cours de la période précédente et de la période considérée, en partie compensée par la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills.

Le **résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 a diminué de 467 millions de dollars, ou 73 %, par rapport à celui de 2023, en raison surtout :

- des facteurs expliquant la baisse du résultat avant impôts sur le résultat susmentionnés; en partie contrebalancés par :
- la baisse du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, en raison surtout de la diminution

du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta.

Le **total de l'actif** au 31 décembre 2024 a augmenté de 840 millions de dollars par rapport à celui au 31 décembre 2023, en raison surtout de l'acquisition de Heartland.

Le **total des passifs non courants** au 31 décembre 2024 a diminué de 166 millions de dollars par rapport à celui au 31 décembre 2023, principalement en raison :

- du reclassement des titres échangeables dans les passifs courants; en partie contrebalancé par :
- une augmentation des passifs non courants attribuable à l'acquisition de Heartland.

Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires

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 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.

Nous calculons les mesures ajustées en ajustant certaines mesures conformes aux IFRS pour certains éléments qui, selon nous, ne reflètent pas nos activités continues pour la période. Ces mesures ajustées sont calculées sur une base uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées pour tenir compte d'éléments spécifiques de chaque période, à moins d'indication contraire.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les produits des activités ordinaires ajustés, les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés, la marge brute ajustée, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées, les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, le

résultat avant impôts sur le résultat ajusté, le résultat net après impôts sur le résultat ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée et la charge d'intérêts nette sont des mesures non conformes aux IFRS présentées dans le présent rapport de gestion. La présente section fournit des renseignements supplémentaires sur ces mesures non conformes aux IFRS, y compris leur rapprochement avec 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.

La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées, qui entrait dans la composition du BAIIA ajusté jusqu'au quatrième trimestre de 2024. L'ajustement visait à expliquer un décalage entre nos résultats présentés en interne et ceux présentés en externe et a été utile à un moment où les marchés étaient plus volatils. L'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées a été exclue afin de simplifier la présentation de l'information financière. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence des produits d'intérêts australiens, qui faisait partie de la composition du BAIIA ajusté jusqu'au quatrième trimestre de 2024. Initialement, 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 qui ont été comptabilisés sur les montants payés d'avance ont été reclassés à titre de réduction des coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise. L'incidence des produits d'intérêts australiens a été exclue afin de simplifier notre présentation de l'information financière, car les montants en question n'étaient pas significatifs. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

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. La mesure conforme aux IFRS la plus directement comparable est le résultat avant impôts sur le résultat.

Les ajustements effectués pour obtenir les mesures non conformes aux IFRS sont décrits ci-après :

Produits des activités ordinaires ajustés

Les produits des activités ordinaires ajustés correspondent aux produits des activités ordinaires (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustés de façon à exclure les éléments suivants :

- L'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes de change latent(e)s associés aux transactions sur des produits de base.
- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie-Occidentale 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.
- Les produits tirés des dessaisissements exigés, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les pénalités auxquelles était soumise la centrale Brazeau en 2024 étaient imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022. Les pénalités ont été exclues des produits des activités ordinaires ajustés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, car elles ne représentent pas un rendement continu. En 2022, une

provision de 20 millions de dollars a été initialement comptabilisée dans les produits des activités ordinaires, reflétant une restitution possible des produits des activités ordinaires et une provision de 2 millions de dollars a été comptabilisée au titre des amendes et pénalités éventuelles. L'évaluation finale ne comportait aucune restitution des produits des activités ordinaires et des pénalités de 33 millions de dollars, ce qui a entraîné la reprise de la provision pour restitution initiale dans les produits des activités ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la comptabilisation du montant total des pénalités imposées dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés correspondent aux coûts du combustible et des achats d'électricité (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustés de façon à exclure les coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.

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

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées correspondent aux charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustées de façon à exclure les éléments suivants :

- Les coûts de résiliation, de restructuration et de fermeture des centrales se rapportant principalement aux coûts engagés dans le cadre de décisions stratégiques et de la mise hors service de centrales qui ne représentent pas le rendement des activités continues et ne reflètent pas la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie dans l'avenir. Les coûts de résiliation, de restructuration et de fermeture des centrales comprennent principalement les coûts de cessation d'emploi, les indemnités de départ, la dépréciation des stocks et les coûts connexes.
- Les coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition, qui se composent principalement des indemnités de départ, des frais juridiques et des honoraires de consultation, car ils ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les coûts liés au progiciel de gestion intégré engagés pour la planification, la conception et l'implantation des mises à niveau, car ces coûts de projet ne sont pas engagés à intervalle régulier et, par conséquent, ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux dessaisissements

exigés, car elles ne reflètent pas le rendement des activités continues.

- Les pénalités auxquelles était soumise la centrale Brazeau en 2024 étaient imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements automatiques en lien avec les services auxiliaires hydroélectriques fournis en 2021 et 2022. Les pénalités ont été exclues des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, car elles ne représentent pas un rendement continu. La provision a été comptabilisée initialement en 2022 en fonction d'une estimation, puis le montant a été révisé en 2024 sur la base de l'issue réelle de l'affaire.

Autres produits d'exploitation ajustés, montant net

Les autres produits d'exploitation ajustés, montant net, correspondent aux autres produits d'exploitation, montant net (la mesure IFRS la plus directement comparable) ajustés de façon à exclure les éléments suivants :

- Les recouvrements d'assurance liés aux coûts de remplacement relatifs à l'effondrement de la tour du parc éolien de Kent Hills, car ils sont liés aux activités d'investissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Le remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance en 2024 n'est pas inclus, car il se rapporte au règlement d'une éventualité pour une centrale qui n'est plus en exploitation. Pour plus de précisions, se reporter à la note 8 de nos états financiers consolidés.

Ajustements supplémentaires

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

- La variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer n'est pas prise en compte, car elle ne reflète pas le rendement des activités continues.
- 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 selon les 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 selon les 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'autres placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

Résultat ajusté avant impôts sur le résultat

Le résultat ajusté avant impôts sur le résultat correspond aux résultats sectoriels ajustés de façon à exclure certains éléments qui, selon nous, ne reflètent pas le rendement des activités continues, et constitue une mesure importante permettant d'évaluer les tendances du rendement dans chacun des secteurs.

Pour des précisions sur les ajustements apportés au résultat avant impôts sur le résultat (la mesure IFRS la plus directement comparable) pour calculer le résultat ajusté avant impôts sur le résultat, se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté correspond au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour tenir compte de reclassements et d'ajustements spécifiques et de leur incidence fiscale, et constitue une mesure importante pour évaluer le rendement. Pour des précisions sur les reclassements et les ajustements apportés au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (la mesure IFRS la plus directement comparable), se reporter au rapprochement du résultat net avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

Résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté

Le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation

au cours de la période. Cette mesure est utile pour indiquer le résultat par action ordinaire correspondant à nos principaux résultats d'exploitation, car elle ne tient pas compte de l'incidence d'éléments qui ne reflètent pas le rendement de nos activités continues. Le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté est un ratio non conforme aux IFRS et la mesure IFRS la plus directement comparable est le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Se reporter au rapprochement du résultat net avant impôts sur le résultat avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion.

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. Pour une description des ajustements apportés aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (mesure IFRS la plus directement comparable) aux fins du calcul des fonds provenant des activités d'exploitation, se reporter à la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion.

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 selon les 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 un ajustement pour tenir compte des coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition qui ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Nous procédons à des ajustements pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation associés 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»).

- Des pénalités totalisant 33 millions de dollars ont été imposées par l'administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta pour les signalements volontaires en lien avec les services auxiliaires fournis en 2021 et 2022 à notre centrale hydroélectrique Brazeau. Les pénalités ont été comptabilisées dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au quatrième trimestre de 2024 et payées au premier trimestre de 2025, et ont été exclues de la composition des fonds provenant des activités d'exploitation, car elles ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Le remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance en 2024 n'est pas inclus, car il se rapporte au règlement d'une éventualité pour une centrale qui n'est plus en exploitation.
- 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 de coentreprises comptabilisées 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, et permettent de comparer les tendances des flux de trésorerie aux résultats des périodes antérieures. 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. Pour une description des ajustements apportés aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (mesure IFRS la plus directement comparable) aux fins du calcul des flux de trésorerie disponibles, se reporter à la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion.

Dette nette ajustée

La dette nette ajustée correspond à la somme de la partie courante et non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives, des débentures échangeables, de 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables, diminuée de la

trésorerie et des équivalents de trésorerie, du principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et de la juste valeur des instruments de couverture sur la dette. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer les tendances en matière de levier financier plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives.

Total de la dette nette consolidée

Le total de la dette consolidée correspond à la somme de la partie courante et non courante des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives, des débiteures échangeables, diminuée du principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP. 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. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer les tendances en matière de levier financier plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives. Pour un rapprochement, se reporter à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette correspond au total de la charge d'intérêts, déduction faite du total des produits d'intérêts et des éléments sans effet de trésorerie. Pour le calcul détaillé, se reporter au tableau de la rubrique «Rapprochement du BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion. La charge d'intérêts nette est une mesure des intérêts au comptant payés réels qui se rapproche des sorties de trésorerie utilisées dans le calcul des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles. La mesure IFRS la plus directement comparable est le total de la charge d'intérêts.

Marge brute ajustée

La marge brute ajustée correspond aux produits des activités ordinaires ajustés diminués des coûts du combustible et des achats d'électricité et des coûts de conformité liés au carbone ajustés, les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité ayant été appliqués de la manière susmentionnée. Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. La mesure IFRS la plus directement comparable est la marge brute dans le compte de résultat consolidé.

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

- Liquidités disponibles
- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action
- Dépenses d'investissement de maintien
- Dépenses de croissance et de développement
- Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (total et produits par MWh)
- Produits des actifs hydroélectriques en Alberta (total et produits par MWh)
- Produits des autres actifs hydroélectriques
- Autres produits des activités ordinaires du secteur Hydroélectricité
- Dépenses de remise en état de la mine de Highvale
- Dépenses de remise en état de la mine de Centralia
- Profit (perte) de change réalisé(e)
- Profit (perte) de change latent(e)
- Données du portefeuille de centrales électriques en Alberta
- Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh
- Prix moyen de l'électricité couvert par MWh
- Coûts du combustible par MWh
- Coûts de conformité liés au carbone par MWh

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur, pour le quatrième trimestre

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2025 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation 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	58	58	347	110	28	5	606	(7)	—	599
Reclassements et ajustements :										
Perte latente (profit latent) lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	2	83	(1)	5	1	—	90	—	(90)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	1	6	—	—	—	7	—	(7)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	5	—	—	—	6	—	(6)	—
Perte de change latente sur les produits de base	—	—	2	—	1	—	3	—	(3)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	60	143	359	115	30	5	712	(7)	(106)	599
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(4)	(7)	(161)	(81)	—	(5)	(258)	—	—	(258)
Coûts de conformité liés au carbone	—	(1)	(39)	—	—	—	(40)	—	—	(40)
Marge brute ajustée	56	135	159	34	30	—	414	(7)	(106)	301
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(16)	(24)	(69)	(20)	(9)	(50)	(188)	2	—	(186)
Reclassements et ajustements :										
Coûts de résiliation, de restructuration et de fermeture des centrales	—	—	1	2	—	12	15	—	(15)	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	9	9	—	(9)	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	1	1	—	(1)	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	(16)	(24)	(68)	(18)	(9)	(28)	(163)	2	(25)	(186)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	(8)	(6)	—	—	1	(14)	—	—	(14)
Autres produits (charges) d'exploitation, montant net	—	(1)	11	—	—	—	10	—	—	10
BAIIA ajusté²	39	102	96	16	21	(27)	247			
Amortissement	(12)	(52)	(69)	(10)	—	(6)	(149)	1	—	(148)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	4	4
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	9	9	1	—	10
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(80)	(80)	(1)	—	(81)
Perte de change réalisée ³	—	—	—	—	—	(13)	(13)	—	—	(13)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	27	50	27	6	21	(117)	14			
Reclassements et ajustements susmentionnés	(2)	(85)	(13)	(7)	(2)	(22)	(131)			
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	5	—	—	—	6	—	—	6
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	(4)	—	—	—	4	—	—	—	—
Reprises de dépréciation d'actifs	—	—	—	65	—	3	68	—	—	68
Perte à la vente d'actifs et autres	—	—	(4)	—	—	(5)	(9)	—	—	(9)
Profit de change latent ³	—	—	—	—	—	10	10	—	—	10
Résultat avant impôts sur le résultat	25	(38)	15	64	19	(127)	(42)	—	—	(42)

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

2) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 décembre 2024 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation 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	93	104	319	155	14	—	685	(7)	—	678
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	4	23	26	(8)	19	—	64	—	(64)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	1	5	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	2	3	—	—	—	5	—	(5)	—
Produits tirés des dessaisissements exigés	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Pénalités de la centrale Brazeau	(20)	—	—	—	—	—	(20)	—	20	—
Profit de change latent sur les produits de base	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	77	130	351	147	33	—	738	(7)	(53)	678
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(3)	(8)	(136)	(102)	—	—	(249)	—	—	(249)
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	(3)	(8)	(135)	(102)	—	—	(248)	—	(1)	(249)
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	(39)	—	—	—	(39)	—	—	(39)
Marge brute	74	122	177	45	33	—	451	(7)	(54)	390
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(47)	(27)	(67)	(19)	(7)	(68)	(235)	1	—	(234)
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale Brazeau	31	—	—	—	—	—	31	—	(31)	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	14	14	—	(14)	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	16	16	—	(16)	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	(16)	(27)	(67)	(19)	(7)	(38)	(174)	1	(61)	(234)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	(3)	(4)	—	—	—	(8)	(1)	—	(9)
Autres produits d'exploitation, montant net	—	3	10	9	—	—	22	—	—	22
Reclassements et ajustements :										
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	—	—	—	(9)	—	—	(9)	—	9	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	3	10	—	—	—	13	—	9	22
BAIIA ajusté ^{2, 3}	57	95	116	26	26	(38)	282			
Amortissement	(18)	(55)	(49)	(18)	—	(4)	(144)	1	—	(143)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	(3)	(3)	—	5	2
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	11	11	—	—	11
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(93)	(93)	1	—	(92)
Perte de change réalisée ⁴	—	—	—	—	—	(15)	(15)	—	—	(15)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ²	39	40	67	8	26	(142)	38			
Reclassements et ajustements susmentionnés	(15)	(26)	(33)	17	(19)	(30)	(106)	—	—	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	2	3	—	—	—	5	—	—	5
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	(5)	—	—	—	5	—	—	—	—
Imputations pour dépréciation d'actifs	—	1	—	(10)	—	(11)	(20)	—	—	(20)
Profit de change latent ⁴	—	—	—	—	—	32	32	—	—	32
Résultat avant impôts sur le résultat	24	12	37	15	7	(146)	(51)	—	—	(51)

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

2) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

4) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur, pour l'exercice complet

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation 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	368	227	1 267	495	130	(61)	2 426	(21)	—	2 405
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(4)	265	26	9	(8)	—	288	—	(288)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	3	27	—	—	—	30	—	(30)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	5	18	—	—	—	23	—	(23)	—
Produits tirés des dessaisissements exigés	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	11	—
Perte de change latente sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	364	500	1 328	504	122	(61)	2 757	(21)	(331)	2 405
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(20)	(31)	(549)	(328)	—	(7)	(935)	—	—	(935)
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés	—	—	2	—	—	—	2	—	(2)	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	(20)	(31)	(547)	(328)	—	(7)	(933)	—	(2)	(935)
Coûts de conformité liés au carbone (recouvrement)	—	(3)	(115)	—	—	68	(50)	—	—	(50)
Marge brute ajustée	344	466	666	176	122	—	1 774	(21)	(333)	1 420
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(56)	(106)	(257)	(75)	(37)	(185)	(716)	5	—	(711)
Reclassements et ajustements :										
Coûts de résiliation, de restructuration et de fermeture des centrales	—	—	1	2	—	12	15	—	(15)	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration liées aux dessaisissements exigés	—	—	5	—	—	—	5	—	(5)	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	25	25	—	(25)	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	7	7	—	(7)	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	(56)	(106)	(251)	(73)	(37)	(141)	(664)	5	(52)	(711)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(3)	(23)	(21)	(3)	—	(1)	(51)	1	—	(50)
Autres produits d'exploitation, montant net	—	3	44	—	—	—	47	—	—	47
Reclassements et ajustements :										
Recouvrement d'assurance	—	(2)	—	—	—	—	(2)	—	2	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	1	44	—	—	—	45	—	2	47
BAIIA ajusté²	285	338	438	100	85	(142)	1 104			
Amortissement	(38)	(209)	(266)	(49)	(2)	(21)	(585)	6	—	(579)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	(2)	(2)	—	8	6
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	30	30	(2)	—	28
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(350)	(350)	3	—	(347)
Perte de change réalisée ³	—	—	—	—	—	(16)	(16)	—	—	(16)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté²	247	129	172	51	83	(501)	181			
Reclassements et ajustements susmentionnés :	4	(271)	(69)	(11)	8	(44)	(383)			
Produits tirés des contrats de location-financement	—	5	18	—	—	—	23	—	—	23
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	(8)	—	—	—	8	—	—	—	—
Variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer	—	—	37	—	—	—	37	—	—	37
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	—	(20)	(37)	74	—	(4)	13	—	—	13
Perte à la vente d'actifs et autres	—	—	(1)	—	—	(6)	(7)	—	—	(7)
Perte de change latente ³	—	—	—	—	—	(5)	(5)	—	—	(5)
Résultat avant impôts sur le résultat	251	(165)	120	114	91	(552)	(141)	—	—	(141)

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

2) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergé- tique	Commer- cialisation 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	409	357	1 350	616	168	(34)	2 866	(21)	—	2 845
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	84	(60)	(36)	14	—	3	—	(3)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	2	19	—	—	—	21	—	(21)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	6	8	—	—	—	14	—	(14)	—
Produits tirés des dessaisissements exigés	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Pénalités de la centrale Brazeau	(20)	—	—	—	—	—	(20)	—	20	—
Profit de change latent sur les produits de base	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Produits des activités ordinaires ajustés	390	449	1 314	580	182	(34)	2 881	(21)	(15)	2 845
Coûts du combustible et des achats d'électricité	(16)	(30)	(475)	(418)	—	—	(939)	—	—	(939)
Reclassements et ajustements :										
Coûts du combustible et des achats d'électricité liés aux dessaisissements exigés	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	(16)	(30)	(474)	(418)	—	—	(938)	—	(1)	(939)
Coûts de conformité liés au carbone (recouvrement)	—	—	(145)	(1)	—	34	(112)	—	—	(112)
Marge brute ajustée	374	419	695	161	182	—	1 831	(21)	(16)	1 794
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	(86)	(97)	(198)	(69)	(36)	(173)	(659)	4	—	(655)
Reclassements et ajustements :										
Pénalités de la centrale Brazeau	31	—	—	—	—	—	31	—	(31)	—
Coûts liés au progiciel de gestion intégré	—	—	—	—	—	14	14	—	(14)	—
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	—	—	—	—	24	24	—	(24)	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	(55)	(97)	(198)	(69)	(36)	(135)	(590)	4	(69)	(655)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(3)	(16)	(13)	(3)	—	(1)	(36)	—	—	(36)
Autres produits d'exploitation, montant net	—	10	40	9	—	—	59	—	—	59
Reclassements et ajustements :										
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	—	—	—	(9)	—	—	(9)	—	9	—
Autres produits d'exploitation ajustés, montant net	—	10	40	—	—	—	50	—	9	59
BAIIA ajusté ^{2, 3}	316	316	524	89	146	(136)	1 255	—	—	—
Amortissement	(41)	(198)	(212)	(66)	(2)	(18)	(537)	6	—	(531)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	(4)	(4)	—	9	5
Produits d'intérêts	—	—	—	—	—	32	32	(2)	—	30
Charge d'intérêts	—	—	—	—	—	(328)	(328)	4	—	(324)
Perte de change réalisée ⁴	—	—	—	—	—	(22)	(22)	—	—	(22)
Résultat avant impôts sur le résultat ajusté ²	275	118	312	23	144	(476)	396	—	—	—
Reclassements et ajustements susmentionnés	(12)	(92)	35	45	(14)	(38)	(76)	—	—	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	6	8	—	—	—	14	—	—	14
Reclassement du résultat de Skookumchuk dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	(9)	—	—	—	9	—	—	—	—
Imputations pour dépréciation d'actifs	—	(4)	—	(24)	—	(18)	(46)	—	—	(46)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	—	2	—	2	4	—	—	4
Profit de change latent ⁴	—	—	—	—	—	27	27	—	—	27
Résultat avant impôts sur le résultat	263	19	355	46	130	(494)	319	—	—	319

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

2) Le BAIIA ajusté et le résultat avant impôts sur le résultat ajusté sont des mesures financières non conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

3) La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.

4) Les (pertes) et les profits de change réalisés et latents sont des mesures financières supplémentaires. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Rapprochement du résultat net avant impôts sur le résultat avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat avant impôts sur le résultat avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour la période de trois mois et l'exercice clos les 31 décembre 2025 et 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Résultat avant impôts sur le résultat	(42)	(51)	(141)	319
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(2)	(8)	17	80
Résultat net	(40)	(43)	(158)	239
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	4	4	20	(10)
Dividendes sur actions privilégiées	(26)	(26)	(52)	(52)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(62)	(65)	(190)	177
Ajustements et reclassements (avant impôts) :				
Ajustements et reclassements des produits des activités ordinaires	106	53	331	15
Ajustements et reclassements des coûts du combustible et des achats d'électricité	—	(1)	2	1
Ajustements et reclassements des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	25	61	52	69
Ajustements et reclassements des autres produits d'exploitation, montant net	—	(9)	(2)	(9)
Variation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer (profit)	—	—	(37)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	(6)	(5)	(23)	(14)
(Reprises de) imputations pour dépréciation d'actifs	(68)	20	(13)	46
Perte (profit) à la vente d'actifs et autres	9	—	7	(4)
(Profit) perte de change latent(e) ¹	(10)	(32)	5	(27)
Charge d'impôts calculée sur les ajustements et les reclassements ²	(13)	(20)	(75)	(18)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté³	(19)	2	57	236
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	297	298	297	302
(Perte nette) produit net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,21)	(0,22)	(0,64)	0,59
Ajustements et reclassements (déduction faite des impôts)	0,15	0,22	0,83	0,19
Résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté³	(0,06)	—	0,19	0,78

1) (Le profit) la perte de change latent(e) est une mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Représente l'impôt théorique calculé en appliquant le taux d'imposition effectif consolidé de la Société de 23,3 % pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2025 (23,3 % pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2024). Le montant ne tient pas compte de l'incidence des différentes juridictions fiscales dans lesquelles la Société exerce ses activités et ne comprend pas l'incidence des impôts différés.

3) Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté et le résultat net par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS, ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les mesures IFRS les plus directement comparables sont le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

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 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	231	215	646	796
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(97)	(97)	(3)	(38)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	134	118	643	758
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	2	4	6	8
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	7	6	30	21
Versement des pénalités de la centrale Brazeau	—	—	33	—
Remboursement des frais de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance	—	(9)	—	(9)
Coûts de transaction et de restructuration liés à l'acquisition	—	11	8	19
Divers ²	19	5	29	19
Fonds provenant des activités d'exploitation³	162	135	749	816
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(45)	(67)	(162)	(142)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(13)	(52)	(52)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(8)	(6)	(11)	(40)
Paievements de principal sur les obligations locatives	(3)	(3)	(4)	(6)
Divers	—	1	(5)	—
Flux de trésorerie disponibles³	93	46	514	575
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	297	298	297	302
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action	0,78	0,72	2,18	2,64
Fonds provenant des activités d'exploitation par action³	0,55	0,45	2,52	2,70
Flux de trésorerie disponibles par action³	0,31	0,15	1,73	1,90

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Le poste «Divers» comprend les crédits d'impôt à la production qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, les distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres ajustements aux charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration qui ne reflètent pas les activités courantes.

3) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Cette modification a donc eu une incidence sur les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» 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 31 déc.		Exercices clos les 31 déc.	
	2025	2024	2025	2024
BAIIA ajusté ^{1, 2}	247	282	1 104	1 255
Provisions	(6)	2	(4)	10
Charge d'intérêts nette ³	(60)	(64)	(264)	(231)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	8	(20)	(49)	(143)
Perte de change réalisée ⁴	—	(20)	—	(27)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(12)	(39)	(41)
Autres éléments sans effet de trésorerie ⁵	(19)	(33)	1	(7)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{2, 6}	162	135	749	816
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ^{2, 4}	(45)	(67)	(162)	(142)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(12)	(13)	(52)	(52)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(8)	(6)	(11)	(40)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(3)	(3)	(4)	(6)
Divers ⁷	—	1	(5)	—
Flux de trésorerie disponibles^{2, 6}	93	46	514	575

- 1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus. La composition du BAIIA ajusté a été modifiée au premier trimestre de 2025 pour exclure l'incidence du profit (de la perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées et les produits d'intérêts australiens. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement.
- 2) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.
- 3) La charge d'intérêts nette est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts, déduction faite des produits d'intérêts, et exclut les éléments sans effet de trésorerie comme l'amortissement et la désactualisation des coûts de financement. Pour le rapprochement de la charge d'intérêts nette, se reporter à la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion.
- 4) Mesure financière supplémentaire. Se reporter à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion pour plus de détails.
- 5) Les autres éléments sans effet sur la trésorerie comprennent principalement les variations des paiements différés, les actifs et passifs sur contrat, les contrats déficitaires et les charges à payer au titre des incitatifs à long terme.
- 6) Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas définies et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.
- 7) Comprend un prêt non garanti consenti par la filiale de la Société, Kent Hills Wind LP, à son partenaire détenant une participation de 17 %.

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.

Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Aux 31 décembre	2025	2024
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ¹	3 593	3 808
Débtentures échangeables	350	350
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(205)	(337)
Ajouter : découvert bancaire	—	1
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	(13)	(24)
Dette nette ajustée⁴	4 396	4 469
BAIIA ajusté⁵	1 104	1 255
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	4,0	3,6

1) Comprendent la partie courante et non courante de la dette à long terme, y compris les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

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

3) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars aux 31 décembre 2025 et 2024) 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).

4) 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 est une mesure non conforme aux IFRS, n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 financières non conformes aux IFRS et mesures financières supplémentaires» du présent rapport de gestion.

5) Quatre derniers trimestres.

Le capital de la Société est géré 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 4,0 fois.

Notre ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté au 31 décembre 2025 était plus élevé que celui au 31 décembre 2024, en raison de la baisse du BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Principales méthodes comptables, estimations comptables critiques et modifications comptables

Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques

Nos méthodes comptables significatives sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés.

Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés pour une description des modifications comptables actuelles et futures ayant une incidence sur nos activités.

Jugements et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers consolidés selon les IFRS exige de la direction qu'elle exerce son jugement et qu'elle établisse des estimations et des hypothèses fondées sur les conditions et les informations disponibles à la date de clôture. Ces jugements, estimations et hypothèses ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les résultats réels peuvent différer de ces estimations.

La direction revoit ces jugements et estimations de façon continue. Toute révision est comptabilisée dans la période au cours de laquelle elle a lieu et dans toute période subséquente touchée par la modification. Se reporter à la note 2 des états financiers consolidés pour une description des jugements importants en matière de comptabilité et les principales sources d'incertitude relatives aux estimations. Les estimations et les jugements qui ont l'incidence la plus importante sur les montants comptabilisés dans les états financiers consolidés sont décrits ci-après :

Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

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 dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2025, des évaluations internes ont révélé que la valeur comptable de quatre parcs éoliens dépassait la juste valeur diminuée des coûts de sortie principalement en raison de la mise à jour des profils de production et des hypothèses relatives à la baisse des prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence défavorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs et

entraîné une imputation pour dépréciation de 37 millions de dollars. La valeur recouvrable de 363 millions de dollars pour ces quatre parcs éoliens était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue au moyen de la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et a été classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Les taux d'actualisation utilisés dans les évaluations de la juste valeur variaient de 5,53 % à 7,24 %.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la Société a comptabilisé des reprises de dépréciation d'un parc éolien et d'une centrale solaire qui avaient été dépréciés antérieurement. Les reprises de dépréciation de 17 millions de dollars découlent principalement des changements dans les hypothèses sur les prix de l'électricité, qui ont eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La valeur recouvrable de 233 millions de dollars pour ces deux installations était fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie obtenue au moyen de la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et a été classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Les taux d'actualisation utilisés dans les évaluations de la juste valeur variaient de 6,10 % à 7,24 %.

Nous soumettons le goodwill à un test de dépréciation annuellement, ou lorsqu'il existe des indices de perte de valeur. Les principales hypothèses utilisées pour déterminer les valeurs recouvrables comprennent ce qui suit :

- Les taux d'actualisation;
- Les prévisions de production d'électricité pour chaque centrale, compte tenu des contrats de vente d'électricité, de la production historique, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions et des plans d'entretien et d'expansion des immobilisations;
- Les prix de vente prévus pour chaque centrale, compte tenu des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2025, la Société a déterminé la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Commercialisation de l'énergie en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie. La valeur recouvrable est établie d'après les prévisions à long terme de la Société pour les périodes allant jusqu'à la dernière

mise hors service d'actifs prévue en 2072. Les évaluations de la juste valeur ainsi obtenues sont classées dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs. Pour de plus amples renseignements, se reporter aux notes 2 Q) II), 7 et 22 des états financiers consolidés annuels audités de 2025 de la Société.

Juste valeur des instruments dérivés de niveau III

Certains instruments dérivés de la Société sont classés au niveau III de la hiérarchie des justes valeurs, étant donné qu'ils ne sont pas négociés sur une Bourse active ou qu'ils se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles et nécessitent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes pour établir la juste valeur.

Nous détenons également des contrats sur produits de base dont les échéances s'étendent au-delà des périodes de négociation liquides. Pour ceux-ci, les prix à terme sont estimés à l'aide d'une combinaison de modèles externes et internes, y compris l'actualisation, ce qui donne lieu à un classement au niveau III. La juste valeur peut fluctuer considérablement selon la conjoncture du marché et peut être favorable ou défavorable.

L'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation pour les contrats inclus dans les évaluations de niveau III au 31 décembre 2025 a une incidence positive estimée totale de 144 millions de dollars (200 millions de dollars en 2024) et une incidence négative estimée totale de 132 millions de dollars (146 millions de dollars en 2024) sur la valeur

comptable des instruments financiers. Les justes valeurs sont soumises à des simulations en ce qui concerne les données d'entrée non observables pouvant notamment inclure des volumes variables, des prix non observables et des escomptes sur l'énergie éolienne. Les volumes variables sont soumis à des simulations à la hausse et à la baisse basées sur des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations concernant les contrats à long terme, pour lesquels il n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de diverses sources prévisionnelles internes et externes afin d'établir une fourchette allant des prix les plus élevés aux prix les plus bas. Les escomptes sur l'énergie éolienne représentent la relation entre le prix et le volume et sont soumis à des simulations propres à chaque emplacement.

Le calcul de la juste valeur de ces contrats et de ces instruments dérivés peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant, entre autres, sur les prix futurs, la volatilité et la liquidité. Cette estimation de la juste valeur n'est pas nécessairement une indication des montants qui seront réalisés ou réglés, et les variations de ces hypothèses pourraient avoir une incidence sur la juste valeur des instruments financiers présentée. La juste valeur peut fluctuer considérablement et peut être favorable ou défavorable selon la conjoncture du marché. La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle détermine si une transaction prévue hautement probable désignée à titre de couverture de flux de trésorerie aura lieu selon ses estimations au chapitre des prix et de la production pour permettre l'exécution de la transaction future.

Pour de plus amples renseignements, se reporter aux notes 2 Q) V) et 14 B) I) c) des états financiers consolidés annuels audités de 2025 de la Société.

Instruments financiers

En plus d'être utilisés à des fins de négociation pour compte propre, les instruments financiers servent à gérer le risque de taux d'intérêt, le risque lié aux prix des produits de base, le risque lié aux fluctuations des monnaies étrangères ainsi que d'autres risques de marché. À l'heure actuelle, nous pouvons recourir à des swaps prévoyant la livraison et à des swaps financiers, à des contrats de vente et d'achat à terme, à des contrats à terme standardisés, à des contrats de change, à des swaps de taux d'intérêt et à des options pour atteindre nos objectifs en matière de gestion du risque. Certains de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison ont été conclus et sont détenus aux fins de répondre à nos besoins prévus d'achat, de vente ou d'utilisation et, à ce titre, ne sont pas considérés comme des instruments financiers et ne sont pas comptabilisés comme un actif ou un passif financier. Les autres contrats sur produits de base prévoyant la livraison qui ne sont pas détenus aux fins de répondre à des besoins d'achat ou de vente normaux et les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation

financière consolidés. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur peuvent avoir une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation se produit si la comptabilité de couverture n'est pas utilisée. Sinon, les variations de la juste valeur n'auront généralement pas d'incidence sur le résultat jusqu'à la date de règlement de l'instrument financier.

Une partie de nos instruments financiers et de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison répondent aux critères d'application de la comptabilité de couverture et sont comptabilisés selon cette méthode. La comptabilisation de ces contrats pour lesquels nous avons choisi d'appliquer la comptabilité de couverture dépend du type de couverture. Nos instruments financiers sont principalement utilisés pour les couvertures de flux de trésorerie ou des éléments autres que de couverture. Ces catégories et leur traitement comptable connexe sont présentés plus en détail ci-dessous.

Pour tous les types de couvertures, nous vérifions l'efficacité à la fin de chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si les instruments produisent le rendement escompté et s'il convient toujours d'appliquer la comptabilité de couverture. Les contrats d'instruments financiers auxquels la Société devient partie visent à assurer la prévisibilité des rentrées et sorties de fonds futures. Dans une relation de couverture, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture n'a pas d'incidence sur le résultat net, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net.

Il y a certains contrats de notre portefeuille qui, dès leur mise en place, ne répondent pas aux critères d'application de la comptabilité de couverture, ou bien pour lesquels nous avons choisi de ne pas appliquer ce traitement. Pour ces contrats, nous comptabilisons en résultat net les profits et pertes liés à la réévaluation à la valeur de marché découlant des variations des prix à terme comparativement aux prix auxquels ces contrats ont été conclus. Ces variations de prix modifient le calendrier de comptabilisation des résultats, mais ne déterminent pas nécessairement le montant du règlement final reçu. La juste valeur des contrats à terme standardisés continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché. La juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas négociés sur une Bourse active, ou qui se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles, est calculée en recourant à des techniques ou modèles d'évaluation.

Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie sont classées dans la catégorie des couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt ou du prix des produits de base, et sont utilisées pour contrebalancer les risques de change et de taux d'intérêt et le risque lié aux prix des produits de base découlant des fluctuations du marché.

Des contrats de change à terme et des swaps de devises peuvent être utilisés pour couvrir les risques de change découlant de contrats prévus et d'engagements fermes libellés en monnaies étrangères, principalement liés aux dépenses d'investissement, ainsi que les risques de change liés à la dette libellée en dollars américains.

Les swaps prévoyant la livraison et les swaps financiers, les contrats de vente et d'achat à terme de gré à gré, les contrats à terme standardisés et les options peuvent être utilisés surtout pour contrebalancer les variations des flux de trésorerie futurs découlant des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Des swaps de taux d'intérêt peuvent être utilisés pour convertir les flux de trésorerie à intérêt fixe liés à la charge d'intérêts en dette à taux variable et vice versa.

Aux fins de la comptabilisation des couvertures de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture (p. ex. contrat à terme de gré à gré ou swap

financier) sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. Ces profits ou pertes qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global sont par la suite reclassés en résultat net dans la même période que celle au cours de laquelle les flux de trésorerie prévus couverts influent sur le résultat net et compensent les pertes ou les profits prévus découlant des transactions. Pour les couvertures de projets, les profits et les pertes reclassés des autres éléments du résultat global sont inclus dans la valeur comptable des immobilisations corporelles connexes.

La comptabilité de couverture repose sur une approche fondée sur des principes adaptée à l'approche d'une entité en matière de gestion des risques. Lorsque nous ne choisissons pas d'appliquer la comptabilité de couverture ou lorsque la couverture n'est plus efficace et ne répond pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture, les profits ou les pertes découlant de variations des prix et des taux d'intérêt ou de change liés à ces instruments financiers sont comptabilisés en résultat net pour la période au cours de laquelle le profit ou la perte survient.

Couvertures de l'investissement net

La dette à long terme libellée en monnaies étrangères est utilisée pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de nos investissements nets dans les établissements à l'étranger qui ont une monnaie fonctionnelle autre que le dollar canadien. Nos couvertures de l'investissement net au moyen de la dette libellée en dollars américains demeurent efficaces et en place. Les profits ou les pertes sur ces instruments sont comptabilisés et reportés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés dans le résultat net à la cession d'un établissement à l'étranger. Nous gérons également le risque de change en appariant les charges libellées en monnaies étrangères avec les produits des activités ordinaires, tels que les produits compensatoires provenant de nos activités aux États-Unis avec les paiements d'intérêts sur notre dette en dollars américains.

Éléments autres que de couverture

Les instruments financiers qui ne sont pas désignés comme couvertures sont utilisés pour les activités de négociation pour compte propre et pour réduire le risque lié au prix des produits de base et les risques de change et de taux d'intérêt. Les variations de la juste valeur des instruments financiers qui ne sont pas désignées comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs et les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent.

Juste valeur

Pour la majeure partie de nos couvertures de change, de taux d'intérêt, du prix des produits de base et de dérivés autres que de couverture, la juste valeur est calculée au moyen des cours du marché ajustés dans un marché actif ou à partir de données d'entrée validées par les cours des courtiers. Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces opérations sont définies comme des instruments de niveau III selon les IFRS. Les instruments de niveau III reposent sur des données d'entrée du marché non observables, et la juste valeur est donc établie à l'aide de techniques d'évaluation. Les justes valeurs sont validées 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 consolidés.

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 312 millions de

dollars (passif net de 234 millions de dollars au 31 décembre 2024). Au cours de l'exercice 2025, le passif au titre des instruments de niveau III a augmenté principalement en raison de variations défavorables des prix sur plusieurs marchés attribuables à une volatilité accrue, en partie contrebalancées par la hausse des actifs financiers à long terme découlant du fait que la Société a mis à la disposition d'un promoteur de projets d'énergie renouvelable un emprunt à terme et une facilité renouvelable, d'une diminution de la juste valeur de la contrepartie éventuelle à payer découlant des attentes mises à jour quant à la juste valeur diminuée des coûts de sortie des dessaisissements exigés, et de la décomptabilisation de la contrepartie éventuelle à la conclusion de l'un des dessaisissements exigés. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2024.

Se reporter à la rubrique «Principales méthodes comptables, estimations comptables critiques et modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de détails sur les techniques d'évaluation et à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2025 de la Société pour plus de précisions.

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 d'étendre nos activités et d'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.

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

Politiques

Nous appliquons, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales et permettent l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies. Tous les employés et les administrateurs sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la Société.

Présentation de l'information

Nous faisons régulièrement rapport sur notre exposition au risque résiduel aux principaux décideurs, y compris le conseil, le comité d'audit, des finances et des risques («CAFR»), la haute direction ou le comité des risques liés aux produits de base et à la conformité, le cas échéant. Les rapports à ce dernier comité comprennent une analyse des nouveaux risques, le suivi des limites du risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et l'analyse et l'examen de l'état d'avancement des mesures visant à atténuer le niveau de risque. Ces rapports mensuels garantissent que la gestion et le contrôle du risque sont efficaces et effectués en temps opportun.

Système de dénonciation

Nous avons mis en place un processus par lequel les employés, les entrepreneurs, les actionnaires ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon confidentielle ou anonyme leurs préoccupations éventuelles juridiques ou éthiques, y compris des préoccupations à

l'égard de questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou d'information financière ou encore à l'égard de prétendus manquements à toute loi ou au code de conduite de la Société. Elles peuvent être présentées soit directement au CAFR ou en communiquant avec le service d'aide en matière d'éthique de TransAlta par téléphone au numéro sans frais ou en ligne. Le président du CAFR est immédiatement avisé de toute plainte majeure, sinon le CAFR reçoit à chaque réunion trimestrielle du comité un rapport sur les conclusions relatives à toute plainte majeure ou à toute plainte relative à des questions de comptabilité ou d'information financière ou à de prétendus manquements liés au contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Valeur à risque et positions de négociation

La valeur à risque («VaR») est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés en raison de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base. La VaR est calculée et communiquée quotidiennement. Cette mesure indique les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché.

La VaR est une mesure fréquemment employée dans le secteur pour faire le suivi du risque associé aux positions et aux portefeuilles en ce qui a trait à la gestion du risque lié aux produits de base. Les deux méthodes courantes d'estimation de la VaR sont la méthode de la variance/covariance historique et la méthode d'analyse de scénarios. Nous estimons la VaR au moyen de la méthode de la variance/covariance historique. Le point faible de la méthode de la variance/covariance historique pour estimer la VaR est que l'information historique utilisée dans l'estimation peut ne pas être révélatrice du risque de marché futur. Des simulations sont effectuées périodiquement pour mesurer l'incidence financière sur le portefeuille de négociation des événements se produisant sur le marché, notamment les fluctuations des prix du marché, leur volatilité et les relations entre eux. Nous avons également recours à d'autres mesures d'atténuation du risque. La VaR au 31 décembre 2025 au titre de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 1 million de dollars (3 millions de dollars en 2024). Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos plans, rendements et résultats futurs, ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques ne surviennent pas isolément les uns des autres et doivent être pris en compte dans leur ensemble.

Un renvoi aux présentes à une incidence défavorable importante sur la Société signifie que la Société ou ses activités, son fonctionnement, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte, subissent une telle incidence.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2025. Chaque élément de l'analyse de sensibilité suppose que toutes les autres variables possibles sont maintenues. La sensibilité se rapporte à la période et à l'amplitude des fluctuations sur lesquelles elle est fondée. Le résultat de l'analyse de sensibilité pourrait varier pour d'autres périodes si la conjoncture économique était différente et si les fluctuations étaient plus importantes. Les variations de taux ne sont pas réputées être proportionnelles au résultat dans tous les cas.

Les pannes du matériel et l'exploitation et l'entretien de nos centrales comportent des risques qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Le risque de panne ou de sous-performance du matériel lié à nos activités qui est imputable à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres, pourrait avoir une incidence négative importante sur nos activités. Bien que nos centrales soient en général exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques opérationnels qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié à la production, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités. En outre, certaines de nos centrales ont été construites il y a de nombreuses années et pourraient nécessiter d'importantes dépenses d'investissement pour maintenir une fiabilité optimale et assurer la continuité des activités, tandis que les centrales les plus récentes, quant à elles, pourraient nécessiter divers niveaux de dépenses d'investissement pour ce faire. Rien ne garantit que notre programme de travaux d'entretien permettra de détecter des pannes éventuelles dans nos centrales avant qu'elles ne se produisent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de panne.

Par ailleurs, nous sommes exposés au risque d'approvisionnement en pièces spécialisées dont le délai d'approvisionnement peut être long. Si nous sommes dans l'incapacité de nous procurer ces pièces quand nous en avons besoin pour nos activités d'entretien, nous pourrions faire face à une période d'indisponibilité prolongée du matériel requis pour produire l'électricité. De plus, si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service d'entretien satisfaisant ou honorer une garantie à des conditions raisonnables, nous devrons peut-être conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs ou effectuer

nous-mêmes les services. Ces ententes pourraient être plus coûteuses que nos ententes actuelles et si nous ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à avoir accès à des pièces ou à une expertise technique pourrait avoir une incidence défavorable importante. TransAlta gère ce risque conformément à sa politique relative aux pièces de rechange.

Bien que nous conservions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer le matériel essentiel et que nous souscrivions une assurance contre les dommages matériels et les interruptions d'exploitation pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposées si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats. De plus, des circonstances pourraient survenir aux termes desquelles la Société pourrait être tenue de produire de l'électricité à un coût supérieur aux produits d'exploitation qu'elle tire de cette production.

En outre, rien ne garantit que nous pourrions remettre en état le matériel ou les actifs qui ont atteint leur fin de vie utile.

La fluctuation imprévue des coûts d'entretien et des coûts et de la durabilité des composantes des centrales de la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.

L'inflation ou d'autres augmentations dans la structure des coûts de la Société qui sont indépendantes de la volonté de cette dernière pourraient avoir une incidence défavorable importante sur son rendement financier. Cette incidence comprend notamment des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités d'entretien et des coûts de remplacement ou de réparation du matériel imprévus liés au mauvais fonctionnement de celui-ci ou à sa moins grande durabilité.

Les fluctuations des prix de l'électricité pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Une partie de nos produits des activités ordinaires est liée, directement ou indirectement, au prix du marché de l'électricité dans les marchés où nous exerçons nos activités, et en particulier dans le marché de l'électricité de l'Alberta. Les prix de l'électricité sur le marché subissent l'incidence de plusieurs facteurs, dont la vigueur de l'économie, la capacité de transport de l'électricité disponible, le prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité (et, par conséquent, certains des facteurs qui

influent sur le prix des combustibles décrits ci-après); la gestion de la production, l'importance de la capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions et le coût du carbone; la structure du marché; la disponibilité du transport (y compris à partir d'autres territoires); l'adoption de plus en plus répandue de mesures d'efficacité et de conservation énergétiques; et les conditions météorologiques qui influent sur la charge électrique. Par conséquent, nous ne pouvons pas prédire avec précision les prix futurs de l'électricité et la volatilité des prix de l'électricité (en particulier les prix de l'électricité moins élevés en Alberta) qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. En outre, le marché de l'Alberta est le seul marché de l'électricité entièrement déréglementé au Canada et cette structure de marché pourrait inciter les entreprises qui achètent de l'électricité à investir dans de nouvelles sources d'énergies renouvelables dans la province uniquement pour des raisons liées aux questions environnementales, sociales et de gouvernance (c.-à-d. pour satisfaire aux objectifs de décarbonation) qui pourraient ne pas correspondre aux données fondamentales de l'offre et de la demande. Cette situation pourrait entraîner une offre excédentaire d'électricité intermittente sur le marché de l'électricité de l'Alberta et exercer une pression à la baisse sur les prix de l'électricité et contribuer à une importante volatilité des prix à court terme.

Nos centrales et nos projets de construction sont dotés d'ententes structurées en vertu de leurs contrats à l'égard des cas de force majeure qui sont hors de notre contrôle, mais selon lesquelles la Société se conforme aux normes du secteur en matière d'assurance ou de récupération des coûts du contrat. De tels événements peuvent générer des effets défavorables importants.

Nos centrales, nos projets de construction et nos activités d'exploitation sont exposés à des dommages et à des interruptions potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas, les tremblements de terre et les crises de santé publique, comme les pandémies et les épidémies), d'autres activités sismiques et les défaillances de matériel. Les changements climatiques peuvent également accroître la fréquence et la gravité de ces phénomènes météorologiques extrêmes. Rien ne garantit que si un tremblement de terre, une inondation, un cyclone, un ouragan, une tornade, un tsunami, un attentat terroriste, un acte de guerre ou une autre catastrophe naturelle, anthropique ou technique se produit, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures ne seront pas perturbées. Un événement important, qui perturbe la capacité de nos actifs de production d'électricité à produire de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les événements qui empêchent les clients existants d'acheter de l'électricité en vertu de CAÉ, pourrait avoir une incidence négative

importante sur nos activités. Nos centrales, nos projets de construction et nos activités d'exploitation pourraient être exposés aux effets de conditions météorologiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et anthropiques et à d'autres événements susceptibles d'être catastrophiques. La survenance d'un tel événement pourrait ne pas nous dispenser des obligations qui nous incombent aux termes des CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, le fait que bon nombre de nos centrales soient situées dans des régions éloignées peut rendre la réparation des dommages coûteuse ou les rendre difficiles d'accès. Des événements catastrophiques, notamment des crises de santé publique, pourraient occasionner une volatilité et une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales, une perturbation des marchés des capitaux mondiaux, des changements dans la confiance à l'égard du commerce et des marchés, des risques pour la santé et la sécurité des membres du personnel, un ralentissement ou une interruption temporaire des activités dans les zones touchées, le report du lancement et/ou de l'achèvement des projets de construction ou de mise en valeur de la Société ainsi que des retards dans la prestation des services, l'un ou l'autre des événements susmentionnés étant susceptible d'entraîner l'imposition à la Société de pénalités aux termes de contrats, des coûts supplémentaires ou l'annulation de contrats.

Les risques liés aux projets de mise en valeur et de croissance et aux acquisitions de TransAlta pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Les projets de mise en valeur et de croissance et les acquisitions que nous réalisons pourraient comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à l'opposition de tiers, à la hausse des coûts, à l'obtention de droits fonciers, aux retards de construction, aux pénuries de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée, aux restrictions visant la chaîne d'approvisionnement et aux restrictions visant le capital. La matérialisation de ces risques pourrait avoir un effet important et défavorable sur nous, notre situation financière, notre capacité à exercer nos activités et nos flux de trésorerie.

L'expansion de nos activités au moyen de projets de mise en valeur et d'acquisitions pourrait se traduire par un surcroît d'exigences envers notre direction, nos systèmes d'exploitation, nos contrôles internes et nos ressources financières et matérielles. En outre, le processus d'intégration des entreprises acquises ou des projets de mise en valeur pourrait comporter des difficultés imprévues. Notre incapacité à gérer ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de mise en valeur pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous, notre situation financière, notre capacité à exercer nos

activités et nos flux de trésorerie. De plus, nous ne pouvons garantir que nous réussirons l'intégration d'une entreprise acquise ni que les possibilités commerciales ou les synergies opérationnelles découlant d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

Nous pourrions chercher à réaliser des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et autorités de réglementation étrangers et à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers pourraient ne pas fournir le même type de certitude juridique et de droits, relativement aux liens contractuels de la Société dans ces pays, que ceux accordés à ses projets actuellement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de tirer des produits des activités ordinaires ou de faire valoir ses droits en lien avec les activités qu'elle exerce à l'étranger. De plus, les lois et les règlements de certains pays pourraient limiter la capacité de la Société de détenir une participation majoritaire dans certains des projets qu'elle pourrait acquérir, restreignant ainsi sa capacité de contrôler l'exploitation de ces projets. Toute exploitation, nouvelle ou existante, peut aussi être assujettie à des risques considérables de nature politique, économique et financière, qui varient selon le pays, et qui comprennent a) les changements aux politiques ou au personnel des gouvernements; b) les changements à la conjoncture économique générale; c) les restrictions visant le transfert et la conversion des devises; d) les changements dans les relations de travail; e) l'instabilité politique et l'agitation civile; f) les changements réglementaires ou autres touchant le marché local de l'électricité; et g) la violation ou la répudiation d'importants engagements contractuels par des entités gouvernementales ainsi que l'expropriation et la confiscation des actifs et des centrales pour moins que la juste valeur marchande de ceux-ci.

En ce qui a trait aux acquisitions, nous ne pouvons garantir que nous serons en mesure de repérer des opérations convenables ni que nous disposerons de ressources suffisantes, notamment au moyen de nos facilités de crédit ou sur les marchés financiers, pour poursuivre et mener à terme, en temps opportun et à un coût raisonnable, les occasions d'acquisition repérées. Toute acquisition que nous nous proposons de faire ou que nous réalisons est assujettie à l'obtention des approbations réglementaires et à d'autres risques commerciaux usuels qui pourraient faire en sorte que l'opération n'est pas conclue ou ne l'est pas aux conditions prévues ou dans les délais prévus. Si nous ne sommes pas en mesure de conclure une opération, nous pourrions devoir verser des frais de résiliation au vendeur. Toute acquisition comporte inévitablement, à un certain degré, le risque d'obligations non divulguées ou inconnues. L'existence de telles obligations non divulguées pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nous pourrions être exposés à une perte de produits des activités ordinaires ou à une augmentation de nos charges et des pénalités pourraient nous être imposées si nous étions incapables d'exploiter nos centrales à un niveau nous permettant de nous conformer à nos CAÉ.

La capacité de nos centrales de produire la quantité maximale d'électricité ou de vapeur pouvant être vendue aux termes de CAÉ constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAÉ, si, au cours d'une année donnée du contrat, la centrale n'est pas en mesure de produire la quantité d'électricité et de vapeur requise pour la disponibilité prévue, nous pourrions devoir verser des pénalités à l'acheteur et, dans certains cas, cela pourra donner lieu à des droits de résiliation. Le versement de ces pénalités ou la résiliation de ces CAÉ pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

Nous sommes tributaires de l'accès aux pièces et au matériel que nous ne pouvons nous procurer qu'auprès de certains fournisseurs clés et nous pourrions être touchés de façon défavorable si nos relations avec ces derniers n'étaient pas maintenues.

Notre capacité de rivaliser et de croître dépend de notre accès, à un coût raisonnable, à du matériel, à des pièces et à des composants qui sont concurrentiels, tant sur le plan technologique qu'économique, par rapport à ceux qui sont utilisés par nos concurrents. Bien que nous ayons conclu des contrats-cadres distincts avec divers fournisseurs, rien ne garantit que les relations avec ces fournisseurs seront maintenues ou qu'elles ne seront pas touchées de façon défavorable. Si elles ne sont pas maintenues ou si elles sont compromises, notre capacité à livrer concurrence peut être compromise en raison d'un accès insuffisant ou de retards importants dans la fourniture de matériel, de pièces ou de composants.

Nous dépendons de certains coentrepreneurs et de certains partenaires, notamment des partenaires stratégiques, qui peuvent avoir des intérêts ou des objectifs qui divergent des nôtres, et ces divergences pourraient avoir un effet défavorable sur nous.

Nous avons conclu divers types d'ententes avec des collectivités, des coentrepreneurs ou d'autres partenaires, notamment des partenaires stratégiques, dans le cadre de l'exploitation de nos centrales et de nos actifs. Certains de ces partenaires pourraient avoir des intérêts ou des objectifs qui divergent des nôtres ou qui entrent en conflit avec les nôtres. De telles divergences pourraient nuire à la

capacité de la Société de concrétiser les avantages qu'elle prévoyait tirer des centrales ou des actifs visés par ces ententes ou d'augmenter la valeur de ces centrales ou de ces actifs. Dans le cadre des processus de délivrance de permis et d'approbation, nous sommes parfois tenus d'aviser et de consulter divers groupes de parties prenantes, dont les propriétaires fonciers, les groupes autochtones ainsi que les municipalités. Tout retard imprévu touchant ce processus pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'achever la construction d'une centrale ou de l'achever en temps opportun, ce qui pourrait occasionner des radiations ou une atteinte à notre réputation.

Des ruptures de barrage et de digue pourraient entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais d'entretien et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements, y compris une activité sismique naturelle ou induite, entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage ou de digue à l'une ou l'autre de nos centrales pourrait entraîner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public, et ces ruptures pourraient nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables ou nous exposer à des obligations importantes en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permettra de déceler à l'avance les ruptures de barrage éventuelles ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. Le renforcement de tous les barrages ou digues pour les rendre résistants à des événements plus graves pourrait nous forcer à engager des dépenses d'investissement et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage ou de digue pourraient avoir un effet défavorable important sur nous, y compris le risque accru de rupture de barrage en raison de l'activité sismique provoquée par la fracturation hydraulique à proximité de nos centrales hydroélectriques, ce qui pourrait augmenter le risque de rupture de barrage ou obliger la Société à engager des dépenses d'investissement susceptibles d'être importantes pour atténuer ce risque et qui ne seraient pas autrement requises.

Le secteur de la production d'électricité comporte certains risques inhérents liés à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement qui pourraient nous occasionner des dépenses imprévues ou des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences importantes pour notre entreprise et nos activités d'exploitation.

La propriété et l'exploitation de nos actifs de production d'énergie comportent un risque inhérent de responsabilité et d'atteinte à la réputation lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient prononcées par le gouvernement pour nous obliger à remédier à des conditions dangereuses et/ou à prendre des mesures correctives relativement à la contamination de l'environnement ou à y remédier autrement, que des pénalités soient éventuellement imposées pour avoir contrevenu aux lois, aux exigences des licences et des permis et des autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et qu'une responsabilité civile éventuelle soit engagée. Nous nous attendons à ce que la conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations demeure importante pour nos activités. La survenance d'un événement de ce genre ou des modifications ou ajouts apportés aux lois, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement ou une application plus rigoureuse de ceux-ci pourrait avoir une incidence importante sur nos activités ou entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, rien ne garantit que d'autres préoccupations concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour notre entreprise et nos activités.

Les changements climatiques et les autres variations météorologiques peuvent avoir une incidence sur la demande d'électricité et notre capacité de produire de l'électricité.

En raison de la nature de nos activités, nos résultats sont sensibles aux variations météorologiques d'une période à l'autre, ainsi qu'aux changements à long terme attribuables aux changements climatiques. Les variations de température en hiver ont une incidence sur la demande de chauffage électrique, tandis que les variations de température en été ont une incidence sur la demande de refroidissement électrique. Ces variations de la demande peuvent se traduire par une volatilité des prix sur le marché

de l'électricité. Les variations des précipitations se répercutent également sur les réserves d'eau, qui à leur tour ont une incidence sur nos actifs hydroélectriques. De plus, les variations des conditions d'ensoleillement et de vent peuvent avoir un effet sur les niveaux de production d'énergie de nos centrales d'énergie solaire et d'énergie éolienne. Habituellement, lorsque les hivers sont plus chauds ou que les étés sont plus frais, la demande d'énergie est inférieure aux prévisions, ce qui entraîne une consommation d'électricité inférieure aux prévisions et souvent des prix du marché de l'électricité inférieurs aux prévisions. À l'inverse, lorsque les hivers sont plus frais ou que les étés sont plus chauds, les prix du marché du gaz naturel ou de l'électricité tendent à être plus élevés; toutefois, dans ces circonstances, si nous avons conclu des opérations de couverture et que nous ne sommes pas en mesure de produire ou de consommer le volume de gaz naturel ou d'électricité que nous avons couvert, nous pourrions être tenus d'acheter des volumes supplémentaires à des prix plus élevés afin de couvrir notre position de couverture.

Nos centrales et leur exploitation sont exposées à des dommages éventuels et à des pertes partielles ou totales, résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents violents, les feux de forêt, les tremblements de terre, les tornades et les cyclones), de pannes de matériel et d'autres événements indépendants de notre volonté, qui pourraient rendre difficile le maintien de la production d'électricité par la Société au cours de ces périodes; en outre, ces circonstances pourraient constituer des menaces pour le matériel et le personnel de la Société.

L'accumulation de givre sur les pales des éoliennes dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment la température et l'humidité ambiante, et peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques et pourrait causer davantage de temps d'arrêt des éoliennes. Les températures extrêmement froides peuvent également avoir une incidence sur la capacité des éoliennes à fonctionner efficacement, ce qui pourrait entraîner une augmentation des temps d'arrêt et une réduction de la production. Des changements soudains de température peuvent augmenter le risque que des cristaux de glace se forment, générant un certain nombre de contraintes pour nos activités hydroélectriques.

Les changements climatiques devraient modifier le volume et le calendrier des précipitations, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité des centrales hydroélectriques à maximiser la production à partir de l'eau disponible. Ces changements de débit pourraient entraîner des coûts d'exploitation supplémentaires en vue de gérer l'eau dans les centrales hydroélectriques. Les variations météorologiques peuvent être influencées par les changements climatiques, entraînant une hausse durable des températures et du niveau des mers et une modification du régime des précipitations, ce qui pourrait avoir une

incidence sur nos actifs de production. De plus, les changements climatiques pourraient entraîner une variabilité accrue ou des changements à long terme soutenus de nos ressources hydriques et éoliennes et avoir une incidence sur

la production d'électricité hydroélectrique et éolienne, ce qui pourrait nuire à nos produits des activités ordinaires et à notre rentabilité.

La sensibilité des volumes par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (pourcentage)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Disponibilité et production	1	17 \$

La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos parcs éoliens.

Le vent étant par nature variable, la quantité d'électricité produite par nos parcs éoliens l'est également. De plus, la force et la constance des ressources éoliennes à nos parcs éoliens peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle nos données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos sites reflètent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme, l'effet possible des facteurs climatiques, l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, notamment, des conditions météorologiques, de l'accumulation de glace, de la dégradation, de l'accès aux sites, des pertes en ligne dues au sillage et au cisaillement du vent et le cisaillement du vent, et l'incidence éventuelle des variations topographiques et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'un ou de plusieurs de nos parcs éoliens sur une période prolongée pourrait réduire la production de ces parcs, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent relativement à cette production, et réduire nos produits des activités ordinaires et notre rentabilité.

Rien ne garantit que nous atteindrons ou continuerons d'atteindre nos cibles de développement durable, et tout manquement à cet égard pourrait avoir des effets négatifs sur nos activités.

La Société établit chaque année des cibles de développement durable afin, entre autres, de gérer les enjeux importants actuels et émergents en matière de développement durable, ce qui comprend des cibles liées à la décarbonation. Le conseil d'administration est investi du pouvoir discrétionnaire d'établir les cibles de développement durable que la Société adopte et peut modifier ou annuler, en tout temps, toute cible de développement durable établie antérieurement. La décision du conseil d'administration d'établir, de modifier ou d'annuler une cible de développement durable dépendra, notamment : des

objectifs de développement durable des Nations Unies; des résultats d'exploitation; de considérations liées à la technologie; de la situation financière; des occasions du marché; de considérations d'ordre juridique, réglementaire et contractuel; et d'autres facteurs pertinents. De plus, rien ne garantit que la Société réussira à atteindre une cible de développement durable donnée dans les délais prévus, ni même qu'elle y parviendra. Si nous ne sommes pas en mesure d'atteindre nos cibles de développement durable ou de nous y conformer, nous pourrions ne pas répondre aux attentes actuelles et futures de nos parties prenantes, ce qui pourrait nuire à notre réputation et faire en sorte que certains investisseurs ne puissent détenir nos actions ordinaires.

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont soumis à des réglementations environnementales et toute responsabilité qui en découle pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités d'exploitation sont assujetties aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux, étatiques et d'administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique et à la remise en état des mines à ciel ouvert (collectivement, la «réglementation environnementale»). Cette réglementation environnementale porte sur la pollution et la protection de l'environnement, la santé et la sécurité et régit, entre autres, les émissions atmosphériques, l'utilisation et l'évacuation de l'eau, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières, ainsi que la remise en état des sites et l'utilisation responsable des sols. Ces lois et règlements peuvent imposer des responsabilités et des obligations à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au

traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les centrales et les autres biens associés à nos activités soient exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. En outre, la rigueur relative de la réglementation environnementale pourrait diminuer selon l'orientation politique et éventuellement se traduire par des cadres réglementaires instables à l'échelle nationale, étatique, provinciale ou régionale au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale, qui pourraient imposer des normes ou des obligations de conformité différentes s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient avoir une incidence sur les coûts ou notre capacité à exploiter nos centrales.

Des modifications aux normes, une réglementation nouvelle ou modifiée, l'application plus stricte des règles par les autorités de réglementation, les exigences accrues pour l'obtention des permis, une augmentation du nombre et du type d'actifs exploités par la Société qui sont soumis à la réglementation environnementale et la mise en œuvre d'une réglementation environnementale régionale, provinciale, étatique et nationale peuvent faire en sorte que des obligations différentes sont imposées à notre égard dans les territoires où nous exerçons nos activités, et pourraient faire augmenter nos dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transférées aux clients aux termes de nos CAÉ ou autrement, nous pourrions devoir engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait nous forcer à restreindre certaines de nos activités. Nous prévoyons que les coûts de conformité risquent de changer en raison de l'attention accrue du monde politique et du public.

Si nous ne nous conformons pas à la réglementation environnementale, les autorités de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles, à limiter nos activités ou à nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement.

Compte tenu du projet de loi C-59, nous nous attendons à ce que les avocats et les autres parties prenantes continuent d'assurer une surveillance étroite de la performance en matière de développement durable. Nous pourrions engager notre responsabilité civile si des parties privées décidaient de demander que des responsabilités nous soient imposées relativement à des dommages matériels, à des blessures ou à d'autres coûts et pertes. Nous ne pouvons pas garantir que nous ne ferons pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes

par ailleurs susceptibles de nuire à nos activités et à nos actifs. Si nous faisons l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à nos activités et à nos actifs, il se peut que nous soyons tenus d'engager des dépenses importantes pour défendre nos activités, ou pour présenter des preuves de leur conformité ou pour assurer la conformité de notre Société, de nos activités et de nos actifs, dépenses qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Les coûts de remise en état estimatifs applicables aux activités de la Société pourraient être inexacts, et des ressources financières plus importantes que prévu pourraient se révéler nécessaires. En qualité de propriétaire de mines auparavant en exploitation, nous détenons des permis de l'autorité de réglementation compétente autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences visaient à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère, des exigences plus rigoureuses pouvant être adoptées à l'occasion. En qualité de propriétaire de mines auparavant en exploitation, nous pourrions également être tenus de déposer un cautionnement ou de garantir autrement le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de fermeture de mines et de remise en état des emplacements. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, et les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. Nous pourrions être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il devient plus économique de procéder de cette façon.

Les lois et règlements des marchés où nous exerçons nos activités sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La plupart des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont soumis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. Nous ne pouvons prédire s'il y aura d'autres changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible en matière d'environnement, notamment sur le carbone, des changements touchant la structure ou les mécanismes des marchés ou des changements touchant d'autres législations et réglementations. Les règles, la réglementation et les normes de fiabilité en vigueur actuellement dans les marchés sont souvent dynamiques et peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou s'appliquer à nous ou à nos centrales et avoir ainsi un effet défavorable important sur nous. Bon nombre de nos projets doivent également respecter des normes de fiabilité, notamment celles établies par la North American Electric Reliability Corporation et les normes de fiabilité de l'Alberta.

Le non-respect de ces normes de fiabilité obligatoires pourrait entraîner des sanctions, y compris des sanctions pécuniaires importantes. Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité visant à réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter nos activités en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, procéder à des vérifications ou à des enquêtes sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous évoluons ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes pourraient se traduire par des sanctions ou des amendes susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

Nos centrales sont également soumises à diverses exigences en matière de licences et de permis dans les territoires où elles sont exploitées. Bon nombre de ces licences et permis doivent être renouvelés à l'occasion. Si nous ne parvenons pas à obtenir ou à renouveler ces licences ou permis, ou si leurs modalités sont modifiées d'une façon qui nuit à nos activités, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Des changements aux règles et à la réglementation d'une commission de services publics d'une province canadienne ou d'un État américain ou de quelque autre autorité de réglementation dans les autres marchés dans lesquels nous faisons ou pourrions faire concurrence pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Les lois et règlements des marchés où nous exerçons nos activités sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Conformément aux exigences du département de l'Énergie des États-Unis, TransAlta Centralia Generation LLC a reçu une ordonnance exigeant que l'unité 2 de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, demeure disponible aux fins d'exploitation sur demande pendant une période de 90 jours, soit jusqu'au 16 mars 2026. Le charbon qui alimente la centrale de Centralia provient du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming et nous est fourni aux termes de contrats relatifs à l'achat du charbon et à son transport jusqu'à la centrale. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de recevoir à la centrale de Centralia, aux termes de nos contrats d'achat de charbon existants, du charbon en quantité suffisante, voire du tout, pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et avoir un effet défavorable sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation. À l'approche de la conversion prévue de la

centrale de Centralia après la fin de la période d'exploitation obligatoire du charbon se terminant le 16 mars 2026, nous continuerons de surveiller et d'adapter nos stratégies de gestion du risque lié à l'approvisionnement en combustible afin de soutenir la fiabilité opérationnelle et la stabilité financière tout au long de la transition.

La diminution, l'élimination ou l'expiration des subventions gouvernementales et des incitatifs économiques pourrait avoir une incidence défavorable sur nos perspectives de croissance.

Nous cherchons à bénéficier des politiques gouvernementales qui favorisent la production d'électricité et améliorent la faisabilité économique des projets énergétiques. Au cours des dernières années, les programmes ont porté en grande partie sur des projets d'énergie renouvelable. Les sources de production d'énergie renouvelable ont bénéficié, et dans certains cas continuent de bénéficier, de divers incitatifs qui prennent la forme de programmes de tarifs de rachat garantis, de rabais, de crédits d'impôt, de normes visant les sources d'énergie renouvelable (comme la politique gouvernementale américaine qui promeut l'adoption de l'énergie renouvelable en fixant un pourcentage d'énergie renouvelable à atteindre dans l'approvisionnement total en électricité d'un territoire donné) et d'autres incitatifs offerts sur les marchés auxquels nous participons ou comptons participer. À mesure que les incitatifs ont été réduits ou supprimés, nous avons observé une diminution des occasions de développement. Toutefois, comme cette situation touche l'ensemble des promoteurs et des producteurs, l'effet constaté est généralisé.

Une réduction importante de notre approvisionnement en eau pourrait avoir des effets défavorables sur nous.

L'exploitation de nos centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel ou au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Une réglementation de plus en plus complexe s'applique à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La disponibilité de l'approvisionnement en combustible de nos centrales thermiques ou l'interruption d'un tel approvisionnement pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de nos centrales et sur notre situation financière.

Nos centrales alimentées au gaz dépendent d'un approvisionnement suffisant en gaz naturel et notre centrale de Centralia a besoin d'un approvisionnement adéquat en charbon pour son exploitation fiable et à pleine capacité. Par conséquent, nous sommes exposés au risque de ne pas disposer d'un approvisionnement en combustible adéquat en raison d'un service de transport de gaz naturel insuffisant, de perturbations touchant l'approvisionnement en combustible causées par des conditions météorologiques, des grèves, des lockouts ou la détérioration de matériel, des retards dans l'obtention des approbations réglementaires, et des hausses du prix du combustible que nous devons acheter pour produire l'électricité qui dépassent le prix que nous pouvons obtenir pour l'électricité que nous vendons. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment :

- les cours du marché du combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques qui ont une incidence sur la livraison de combustibles ou sur la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- l'instabilité politique;
- la capacité de transport du combustible, le coût du service de transport de combustible dans nos marchés ou les grèves ferroviaires potentielles;
- le coût de l'exploitation ou de l'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

Des variations de l'un ou l'autre de ces facteurs peuvent faire grimper nos coûts de production d'électricité ou faire diminuer les produits que nous tirons de la vente d'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Si la Société obtient plus de gaz naturel que nécessaire pour exploiter ses centrales, elle pourrait avoir de la difficulté à revendre le gaz naturel excédentaire et pourrait être exposée au prix du marché du gaz naturel pour ces reventes. Rien ne garantit que la Société réussira à revendre

ou à recouvrer ses coûts à l'égard de ces reventes de gaz naturel.

En outre, le charbon qui alimente la centrale de Centralia provient du bassin hydrographique de la rivière Powder, dans le Montana et le Wyoming, et nous est fourni aux termes de contrats relatifs à l'achat du charbon et à son transport jusqu'à notre centrale de Centralia. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de recevoir à la centrale de Centralia, aux termes de nos contrats d'achat de charbon existants, du charbon en quantité suffisante, voire du tout, pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et avoir un effet défavorable sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation.

Nous pourrions être exposés au risque d'un approvisionnement inadéquat en raison de notre dépendance envers le gazoduc Pioneer et le gazoduc d'ATCO, important fournisseur de gaz naturel pour nos centrales de Sundance et de Keephills.

Pour gérer les risques liés à l'approvisionnement en gaz, la Société conclut des ententes de service de transport à long terme pour veiller à ce que les centrales aient un approvisionnement en gaz adéquat. Par ailleurs, la Société pourrait être exposée au risque de se trouver en position d'excédent faisant en sorte qu'une partie de la capacité de transport pourrait ne pas être nécessaire, alors que la Société serait tout de même tenue de payer pour le service de transport non utilisé. Pour gérer ce risque, la Société commercialisera la capacité de transport de gaz naturel excédentaire à court terme tout en cherchant à conclure des ententes de transport à long terme ou permanentes.

Nos centrales dépendent de réseaux de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes qui appartiennent à des tiers et sont exploités par ceux-ci et ces réseaux sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité.

Nos centrales électriques dépendent de réseaux de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes qui appartiennent principalement à des tiers et qui sont exploités principalement par ceux-ci pour la livraison de l'électricité que nous produisons à des points de livraison où s'opère un changement de propriété et où nous sommes payés. Le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport dans les marchés où nous exerçons nos activités augmente du fait que les nouvelles connexions au réseau de transport sont insuffisantes pour répondre à la demande malgré l'ajout de connexions dans le cadre de nouveaux projets visant à élargir le réseau de transport.

En outre, les réseaux de transport sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient, dans certains cas, entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales électriques soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un certain temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

Nos centrales électriques peuvent également être touchées par des modifications apportées à la réglementation régissant le coût et les modalités d'utilisation des réseaux de transport et de distribution auxquels elles sont raccordées. À l'avenir, nos centrales électriques pourraient ne pas être en mesure d'obtenir l'accès à ces réseaux d'interconnexion ou de transport ou de l'obtenir à des prix raisonnables ou dans un délai opportun, ce qui pourrait entraîner des retards ou des coûts additionnels alors que nous tentons de négocier ou de renégocier les CAE ou de construire de nouveaux projets. De plus, nous pourrions ne plus profiter d'arrangements avantageux à l'avenir. Une telle hausse des coûts et des retards semblables pourrait repousser les dates de mise en production commerciale de nos nouveaux projets et avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires et notre situation financière.

Des cyberattaques peuvent causer des interruptions de nos activités et pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous sommes tributaires des systèmes de technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker les données essentielles que nous utilisons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Les tensions géopolitiques et la pandémie ont contribué à accroître considérablement la fréquence et la complexité des cyberattaques. Les menaces vont désormais des attaques contre les infrastructures essentielles, motivées par des conflits armés, aux stratagèmes d'ingénierie sociale exploitant les environnements de travail hybrides. Dans le contexte où les menaces à la cybersécurité sont en constante évolution, incluant les rançongiciels, les menaces internes, les compromissions de la chaîne d'approvisionnement, l'hameçonnage ciblé et les attaques reposant sur l'IA, toute atteinte à nos systèmes pourrait perturber nos activités ou compromettre des données exclusives, confidentielles ou personnelles.

Les cybermenaces proviennent de diverses sources, y compris d'États-nations, de groupes de piratage organisés ou de logiciels malveillants. Les acteurs malveillants ciblent de plus en plus les utilisateurs et les systèmes internes, plutôt que les défenses périmétriques traditionnelles. Un cyberincident réussi pourrait permettre un accès non autorisé, la destruction ou la divulgation d'informations et

avoir une incidence sur la sécurité publique, le personnel, les activités commerciales, la prestation des services, la réputation ou le rendement financier.

Notre technologie et nos systèmes de communication et de surveillance peuvent être vulnérables à des atteintes à la sécurité ou à des interruptions, ce qui pourrait entraîner une augmentation des charges d'exploitation et d'autres charges.

Nous avons recours à la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement les ordinateurs, les téléphones filaires et mobiles, les satellites et les réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment les cyberattaques, les atteintes à la sécurité, le vandalisme et le vol. Nos activités dépendent de notre capacité de protéger notre information et notre technologie d'exploitation contre des dommages découlant d'incendies, de pannes d'électricité, de pannes de télécommunications ou d'autres catastrophes semblables. Bien que nous ayons affecté des ressources en vue du maintien d'un niveau approprié de cybersécurité et utilisons la technologie de tiers pour améliorer notre protection contre les atteintes à la sécurité et les cyberincidents, ces mesures peuvent ne pas être efficaces et notre technologie et infrastructure de l'information peut être vulnérable aux attaques perpétrées par des pirates informatiques ou aux violations causées par des erreurs ou des actes malveillants de la part d'employés ou d'autres perturbations. Les atteintes à la sécurité, cyberincidents et autres perturbations de ce genre pourraient compromettre la sécurité de l'information stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Nous devons également protéger les infrastructures de nos installations de production contre les dommages matériels et les interruptions de service.

Tout dommage ou toute panne qui interromprait nos activités aurait un effet défavorable sur nos clients. Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures conçus pour empêcher ou limiter l'effet d'une panne ou d'interruptions de nos centrales et de nos infrastructures, rien ne garantit que ces mesures suffiront et que ces problèmes, s'ils surviennent, seront corrigés adéquatement et en temps opportun.

Nous exerçons nos activités dans un environnement hautement concurrentiel et ne pourrions peut-être pas livrer concurrence avec succès.

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie-Occidentale. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomerats internationaux de capital d'investissement privé, de fonds de pension, de compagnies d'électricité traditionnelles et d'entreprises technologiques. De plus, des clients potentiels pourraient employer leurs propres capitaux afin de répondre eux-mêmes à leurs besoins en électricité. Certains concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Cette concurrence pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Les technologies émergentes touchant la demande, la production, la distribution ou le stockage d'électricité pourraient également avoir une incidence importante sur nos activités et notre capacité de livrer concurrence. Les changements climatiques et les incitatifs réglementaires devraient stimuler l'innovation et la transformation du secteur de la production d'énergie électrique, y compris la production et la consommation d'énergie, et rien ne garantit que la Société tirera profit de cette innovation ou de cette transformation. De plus, les installations plus anciennes ne permettront peut-être pas de livrer concurrence à de nouvelles installations plus efficaces qui bénéficient des avancées dans les technologies énergétiques et de nouvelles technologies rentables, y compris les turbines à gaz à plus faible rendement thermique. En Alberta, certains clients industriels dépendent de la production à l'intérieur du périmètre de leurs installations. Par conséquent, ces clients ne reçoivent pas d'électricité du réseau, ce qui réduit la charge concurrentielle dans la province et exerce une pression à la baisse sur les prix du réseau commun d'énergie. De plus, certaines grandes sociétés industrielles en Alberta exploitent d'importantes centrales de cogénération, qui produisent la vapeur nécessaire à leurs activités d'exploitation et qui donnent souvent lieu à une production excédentaire importante pour le marché de gros de l'électricité. Ces centrales de cogénération offrent leur énergie sur le marché à bas prix pour s'assurer que leur production soit répartie. Par conséquent, la centrale réalise un prix qui se rapproche du prix commun moyen, ce qui pourrait exercer une pression à la baisse sur le prix du réseau commun d'énergie et faire en sorte qu'il n'y ait pas de répartition pour certaines centrales de la Société.

L'évolution de la conjoncture économique et des conditions des marchés pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Des fluctuations défavorables de la conjoncture économique et des conditions du marché pourraient avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, ainsi que sur les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses d'investissement, la valeur de recouvrement nette des immobilisations corporelles, les coûts de financement, le risque de crédit et de liquidité, et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous.

La Société ne parviendra peut-être pas à avoir gain de cause en cas d'actions en justice.

Nous sommes à l'occasion parties à divers litiges et à diverses réclamations et procédures fondés sur la loi ou la réglementation dans le cours normal de nos affaires. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris leur nature et leur bien-fondé, le montant en question et la disponibilité de garanties d'assurance. Il ne peut y avoir de garantie quant à l'issue favorable des litiges, réclamations et procédures ou au fait que nos obligations à l'égard de ces réclamations, le cas échéant, n'auront pas d'incidence négative importante sur nous. Se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Nous pourrions éprouver de la difficulté à réunir les capitaux dont nous aurons besoin à l'avenir, ce qui pourrait nuire considérablement à nos activités.

Si nos sources de capitaux et nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ne suffisent pas à financer nos activités, ou que nous ne sommes pas en mesure de nous départir d'actifs pour générer du capital, nous pourrions avoir besoin de réunir des capitaux supplémentaires. Nous ne serons peut-être pas en mesure d'obtenir du financement supplémentaire au moment où nous en aurons besoin et, si ce financement est disponible, il ne le sera peut-être pas à des conditions qui nous sont favorables.

La récupération des investissements dans nos projets de production d'énergie se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par titres de capitaux propres ou par emprunt, pour nous aider à financer l'acquisition et la mise en valeur de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité à obtenir du financement, que ce soit pour toute l'entreprise ou pour une filiale en particulier (y compris un emprunt sans recours lié à un projet ou un financement donnant droit à des avantages fiscaux), de même que le coût de ces capitaux dépendent de nombreux facteurs,

dont les suivants : a) la conjoncture économique et les conditions des marchés financiers en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs et les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier et le rendement financier prévu de certains de nos actifs; e) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; f) nos flux de trésorerie ou les flux de trésorerie prévus de certains actifs; et g) nos notes de crédit. Aux termes de notre facilité de crédit, nous sommes assujettis à certaines clauses restrictives financières qui pourraient limiter, dans certaines circonstances, le montant de la dette supplémentaire pouvant être contractée par la Société. L'incapacité à obtenir du financement par emprunt pourrait réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous ne parvenons pas à obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en avons besoin, nous pourrions être tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets de croissance, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie de nos projets ou centrales de production, ou encore ne pas honorer nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

L'abaissement de nos notes de crédit pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Les agences de notation nous évaluent régulièrement et les notes de crédit de notre dette à long et à court terme, ainsi que la note de crédit d'émetteur de la Société, sont fondées sur différents facteurs. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs de nos notes de crédit et la perspective correspondante ne seront pas modifiées. Nos notes de crédit influent directement sur nos coûts d'emprunt et sur notre capacité de mobiliser des fonds. Elles peuvent revêtir de l'importance pour les fournisseurs ou les cocontractants souhaitant conclure certaines opérations avec nous. Un abaissement de nos notes de crédit pourrait nuire à notre capacité de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des contreparties et de conclure certaines opérations et pourrait limiter notre accès aux marchés du crédit privés et publics et augmenter les coûts d'emprunt aux termes de nos facilités de crédit existantes.

Des changements à notre réputation peuvent avoir un effet défavorable important sur la Société.

Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités en raison des changements d'opinion du public, des partenaires privés, des gouvernements, des fournisseurs de capitaux et d'autres entités. Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Chaque décision d'affaires et tous les risques peuvent avoir une incidence sur notre réputation, ce qui pourrait alors avoir un effet négatif sur nos activités et sur nos titres. On ne peut gérer le risque lié à la réputation

indépendamment des autres formes de risque. Les incidences négatives d'une réputation ternie peuvent comprendre la perte de produits tirés des activités ordinaires, une diminution de notre clientèle et la baisse de la valeur de nos titres.

Nous pourrions ne pas nous conformer aux prévisions financières.

Nos produits des activités ordinaires, nos résultats, nos flux de trésorerie et nos résultats d'exploitation trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats d'exploitation trimestriels dépendent de plusieurs facteurs, y compris les risques décrits dans le présent rapport de gestion, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui peuvent faire en sorte que ces résultats soient inférieurs aux attentes du marché. Bien que nous établissions nos prévisions de charges d'exploitation en fonction, en partie, de nos prévisions de produits des activités ordinaires futurs, une partie importante de nos charges sont relativement fixes à court terme. Si les produits des activités ordinaires d'un trimestre donné sont inférieurs aux prévisions, nous serons vraisemblablement incapables de réduire proportionnellement nos charges d'exploitation du même trimestre, ce qui nuira à nos résultats d'exploitation du trimestre en question.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes n'est pas garanti et pourrait varier. Le conseil d'administration a le pouvoir de déterminer le montant des dividendes à déclarer et à verser aux actionnaires et le moment de leur versement. De plus, le versement de dividendes sur actions ordinaires est, dans tous les cas, subordonné au versement préalable des dividendes préférentiels applicables à chaque série de nos actions privilégiées de premier rang. Nous pouvons modifier le montant de nos dividendes sur actions ordinaires en tout temps. La décision du conseil d'administration de déclarer des dividendes dépendra, notamment des résultats d'exploitation; de la situation financière; des résultats actuels et attendus; des flux de trésorerie d'exploitation; des besoins en liquidités; des occasions offertes sur le marché; des impôts sur le résultat; des dépenses d'investissement d'entretien et de croissance; des remboursements de dettes; des contraintes légales, réglementaires et contractuelles; des besoins en matière de fonds de roulement; de l'impôt à payer et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court et à long terme pourraient nous empêcher de verser des dividendes en cas de défaut aux termes de la dette ou si le versement des dividendes devait entraîner un défaut ou un cas de défaut.

Au fil du temps, nos besoins en capitaux et autres liquidités pourraient différer considérablement de nos besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre décision de verser ou non des dividendes et sur le montant de nos dividendes futurs. Si nous continuons de verser des

dividendes selon les montants actuels, nous ne conserverons peut-être pas suffisamment de fonds pour financer les occasions de croissance, combler d'importants besoins de liquidités imprévus ou financer nos activités en cas de ralentissement économique important. Le conseil d'administration, sous réserve des exigences de nos règlements administratifs et de nos autres documents de gouvernance, peut modifier le montant des dividendes ou suspendre le versement. Une baisse du cours ou de la liquidité de nos actions ordinaires, ou des deux, peut survenir si le conseil d'administration réduit ou supprime le versement de dividendes.

Nous dépendons des activités exercées dans nos centrales pour dégager des liquidités disponibles. Le montant réel des liquidités disponibles pour le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs propres à chacune de nos centrales, dont leur rendement d'exploitation, la rentabilité, les variations de la marge brute, les fluctuations du fonds de roulement, l'importance des dépenses d'investissement, les lois applicables, la position fiscale, le financement, le respect des contrats et les restrictions contractuelles contenues dans les instruments régissant la dette. Toute réduction des liquidités disponibles à des fins de distribution générées par nos centrales réduira le montant des liquidités disponibles en vue du versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires pourrait être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris a) les variations réelles ou prévues de nos résultats d'exploitation; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou les évaluations boursières d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables; d) le départ ou la démission de membres de la haute direction et d'autres membres clés du personnel; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les coentreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou nous visant ou visant nos concurrents; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou faits nouveaux sur la concurrence, changements réglementaires et autres questions liées au secteur de la production d'énergie ou à nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu d'importantes variations des prix et des volumes qui ont eu une incidence particulière sur le cours des titres de capitaux propres des sociétés, variations qui, dans bien des cas, n'avaient aucun lien avec le rendement d'exploitation, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de ces sociétés. Par conséquent, le cours de nos actions ordinaires pourrait

baisser même si nos résultats d'exploitation, la valeur de nos actifs sous-jacents ou nos perspectives n'ont pas changé. En outre, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, pourraient entraîner une baisse de la valeur des actifs, qui pourrait se traduire par des pertes de valeur.

Nous pourrions ne pas être en mesure de prolonger, de renouveler ou de remplacer les CAÉ qui viennent à échéance ou qui ont été résiliés ou d'autres contrats conclus avec des clients à des taux favorables ou à long terme.

Notre capacité à prolonger, à renouveler ou à remplacer nos CAÉ existants ou d'autres contrats avec les clients dépend d'un certain nombre de facteurs indépendants de notre volonté, notamment les besoins continus d'énergie de la partie au CAÉ au moment de l'expiration du contrat; l'existence ou l'absence d'incitatifs gouvernementaux, les prix du marché en vigueur; la disponibilité d'autres sources d'électricité; l'exécution satisfaisante de nos obligations aux termes de ces CAÉ; l'âge et l'état de la centrale ainsi que les coûts d'entretien et les dépenses d'investissement de maintien prévus pour la poursuite des activités; les facteurs macroéconomiques présents, comme la population, les tendances commerciales, les lois, règlements, accords, traités ou politiques en matière de commerce à l'échelle internationale et leurs incidences sur la demande d'énergie; et les effets de la réglementation sur nos contreparties contractuelles.

Si nous ne sommes pas en mesure de prolonger, de renouveler ou de remplacer à des conditions acceptables les CAÉ actuels avant leur expiration, ou si ces contrats sont par ailleurs résiliés avant leur échéance, nous pourrions ne pas être en mesure de vendre de l'électricité sur le marché ou à d'autres clients. Si nous sommes en mesure de vendre de l'électricité visée par contrat, nous pourrions vendre de l'électricité aux prix du marché en vigueur qui pourraient être considérablement inférieurs à ceux prévus aux termes du contrat applicable. Cela pourrait entraîner l'instabilité de nos flux de trésorerie. S'il n'y a pas de marché satisfaisant pour l'énergie non visée par contrat d'un projet, nous pouvons mettre le projet hors service avant la fin de sa durée d'utilité. Toute incapacité à prolonger, à renouveler ou à remplacer une partie importante de nos CAÉ actuels ou d'autres contrats conclus avec des clients, ou à prolonger, à renouveler ou à remplacer ceux-ci à des prix inférieurs ou selon d'autres modalités défavorables, ou la mise hors service d'un projet pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de verser des dividendes à nos actionnaires.

Nous pourrions ne pas être en mesure de couvrir entièrement ou efficacement notre exposition aux risques liés à l'approvisionnement et aux prix.

Nous surveillons de près les risques liés aux variations des prix de l'électricité et des combustibles qui pèsent sur nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous utilisons divers instruments physiques et financiers pour couvrir nos actifs et nos activités contre ces risques liés aux prix. L'efficacité de notre programme de gestion des risques et de couverture peut être compromise par des événements et des coûts imprévus que nous ne serions pas en mesure d'atténuer efficacement, notamment des événements imprévus ayant une incidence sur l'offre et la demande, comme des conditions météorologiques extrêmes et des interruptions non planifiées. Nous pourrions également subir des répercussions défavorables en cas de formulation d'hypothèses erronées servant de fondement à l'établissement de nos couvertures. Dans le cadre des achats d'électricité ou de gaz naturel sur le marché, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité et du gaz naturel réalisés en vue de remplir nos obligations d'approvisionnement aux termes de ces contrats de couverture à court et à long terme. Si nous ne sommes pas en mesure de produire ou de consommer le volume de gaz naturel ou d'électricité que nous avons couvert, nous pourrions subir des pertes, car nous pourrions être tenus d'acheter sur le marché des volumes supplémentaires à des prix plus élevés afin de couvrir notre position de couverture. En revanche, si le prix du marché de l'électricité est supérieur au prix couvert, nous pourrions devoir assumer le coût d'opportunité lié au fait de ne pas obtenir le meilleur prix du marché.

Nous sommes également exposés à un risque de base, puisque l'électricité livrée au réseau par certaines de nos centrales est réglée au prix établi pour le nœud alors que le CAÉ financier visant une telle centrale est réglé au prix du carrefour. Ces différences entre le prix établi pour le nœud et le prix du carrefour peuvent être importantes de temps à autre.

Les risques liés aux activités de négociation peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités de négociation et de commercialisation comportent souvent la prise de positions de négociation sur les marchés énergétiques de gros tant à moyen terme qu'à court terme fondées sur des actifs et pour compte propre. Dans la mesure où nous détenons des positions acheteur sur les marchés de l'énergie, une baisse des prix du marché entraînera des pertes découlant de la baisse de la valeur de ces positions acheteur. En revanche, si nous concluons des contrats de vente à terme pour la livraison d'énergie que nous n'avons pas produite, ou ouvrons des positions vendeur sur les marchés de l'énergie, la remontée des prix du marché nous exposera à des pertes si nous tentons de

couvrir des positions vendeur en achetant de l'énergie sur un marché haussier.

De plus, nous pouvons occasionnellement adopter une stratégie de négociation consistant à détenir simultanément une position vendeur et une position acheteur, en espérant tirer un bénéfice des variations de la valeur relative des deux positions. Si toutefois la valeur relative des deux positions évolue dans un sens ou d'une manière que nous n'avions pas prévue, nous subissons des pertes découlant de ces deux positions.

Si la stratégie que nous utilisons pour couvrir ces différents risques est inefficace, nous pourrions subir d'importantes pertes. Nos positions de négociation peuvent être touchées par la volatilité sur les marchés de l'énergie qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs impossibles à prévoir avec certitude, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme. Un changement dans les marchés énergétiques pourrait nuire à nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Notre groupe de gestion du risque a recours à un certain nombre de contrôles pour limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation. Ces contrôles comprennent les limites imposées au capital de risque, la valeur à risque, la marge brute à risque, les scénarios de risque extrême, les limites de position, les limites de concentration, les limites de crédit et les contrôles des produits approuvés. Nous ne pouvons garantir que nous ne subissons pas de pertes et ces pertes pourraient ne pas s'inscrire dans les paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

Certains des contrats auxquels nous sommes parties exigent que nous affectons des biens en garantie de nos obligations.

Nous sommes exposés à des risques aux termes de certaines ententes, notamment certains contrats dérivés et contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats peuvent nous obliger à donner des garanties financières lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que nous consentent nos contreparties et lorsque le contrat nous oblige à donner des garanties. La juste valeur de ces contrats varie souvent en fonction des fluctuations des prix des produits de base. Ces contrats comprennent a) des dérivés financiers, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs ou inférieurs aux prix convenus par contrat, selon les opérations; b) des contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et c) des contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Un abaissement de notre note de solvabilité par certaines agences de

notation pourrait entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos contreparties et augmenter ainsi le montant de la garantie que nous pourrions être appelés à fournir. Toute augmentation du montant de la garantie fournie par la Société pourrait réduire nos liquidités et avoir une incidence négative importante sur nous.

Si les contreparties à nos contrats ne sont pas en mesure de s’acquitter de leurs obligations, nous pourrions subir un effet défavorable important.

Si les acheteurs de notre électricité et de notre vapeur ou nos autres contreparties contractuelles manquent à leurs obligations, nous pourrions subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des procédures et des contrôles afin de gérer le risque de crédit de la contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par essence, un risque de défaillance. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que les contreparties ne dépassent pas les limites de crédit, nous ne pouvons garantir qu’une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos contreparties ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, les produits de nos activités ordinaires pourraient diminuer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Si les limites établies sont dépassées, nous prenons des mesures pour réduire le risque de crédit en demandant une garantie, le cas échéant, ou en mettant fin aux activités commerciales avec la contrepartie qui constitue un risque. Toutefois, rien ne garantit que nous réussirons à éviter les pertes découlant du manquement à des obligations d’une contrepartie au contrat.

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

Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2024. En 2025, nous n’avons subi aucune perte importante liée à une contrepartie. Nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de couverture et nos activités liées aux opérations sur les produits énergétiques, et nous prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Le tableau suivant décrit notre exposition maximale au risque de crédit, compte non tenu des garanties détenues ou des droits de compensation, y compris l’attribution des notes de crédit, au 31 décembre 2025 :

	Note de qualité supérieure (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total (\$)
Créances clients et autres débiteurs ¹	84	16	100	699
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	277
Actifs de gestion du risque ¹	53	47	100	194
Actifs financiers à long terme ²	—	100	100	140
Prêts à recevoir ³	—	100	100	31
Total				1 341

- 1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.
- 2) Inclus dans les actifs financiers à long terme à l’égard desquels les contreparties n’ont aucune note de solvabilité externe.
- 3) Comprennent un prêt à recevoir de 31 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l’égard duquel la contrepartie n’a aucune note de crédit externe.

L’exposition maximale au risque de crédit à l’égard d’un seul client sur le plan des activités liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, est de 51 millions de dollars (77 millions de dollars en 2024).

En raison de nos activités multinationales, nous sommes exposés au risque de change, au risque relatif aux impôts et au risque lié à la réglementation et à la politique.

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités d'exploitation dans d'autres pays, du résultat de ces activités, de l'acquisition de matériel et de services et de produits de base libellés en monnaies étrangères provenant de fournisseurs étrangers, ainsi que de notre dette libellée en dollars américains et australiens. Nous sommes surtout exposés au risque de change lié au dollar américain et au dollar australien. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser nos flux de trésorerie d'exploitation ou la valeur de nos investissements à l'étranger.

L'analyse de sensibilité de notre résultat net par rapport aux variations des taux de change a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ des devises américaines et australiennes par rapport au dollar canadien se traduirait par une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre, comme il est indiqué ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux de change	0,03 \$	17 \$

Nous ne sommes pas en mesure de souscrire une assurance couvrant tous les risques et pourrions nous voir imposer des primes d'assurance plus élevées.

Nos activités sont exposées à des risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales de production d'électricité tels que les pannes, les défauts de fabrication, les catastrophes naturelles, les blessures, les dommages causés à des tiers, le vol, les attentats terroristes, les cyberattaques et le sabotage. Nous sommes également exposés aux risques environnementaux. Nous souscrivons auprès d'assureurs solvables de l'assurance qui nous protège contre les risques habituels liés à nos activités. Toutefois, nos contrats d'assurance pourraient ne pas couvrir les pertes, ou notre couverture pourrait être assujettie à des limites à l'égard de cas de force majeure, de catastrophes naturelles, d'attentats terroristes, de cyberattaques ou de sabotage, de conflits armés, ou d'autres périls. Les primes de nos contrats d'assurance pourraient augmenter en raison des changements climatiques, en raison notamment de la gravité et de la fréquence des tempêtes. En outre, nous ne souscrivons généralement pas d'assurance contre certains risques environnementaux, comme la contamination de l'environnement. Nos contrats d'assurance font l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et pourraient ne pas être renouvelés ou ne pas l'être selon des modalités semblables ou avantageuses. Une perte importante non

Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits des activités ordinaires et des charges par devise au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

En plus du risque de change, nos établissements à l'étranger peuvent être exposés au risque relatif aux impôts et au risque lié à la réglementation et à la politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou un changement du climat politique dans les pays où nous exerçons nos activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur nous.

assurée ou une perte grandement supérieure aux limites de nos contrats d'assurance, ou encore l'incapacité de renouveler ces contrats d'assurance selon des modalités semblables ou avantageuses pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Notre couverture d'assurance pourrait ne plus être offerte à des conditions raisonnables sur le plan commercial dans l'avenir ou un plafond d'assurance approprié pourrait ne pas être disponible sur le marché. De plus, le produit de l'assurance que nous recevions à l'égard d'un sinistre ou de dommages donnés subis à l'une de nos centrales pourrait ne pas être suffisant pour nous permettre de continuer à rembourser notre dette.

La provision pour impôts sur le résultat pourrait être insuffisante.

Nous exerçons des activités complexes dans plusieurs pays, et le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et réglementations fiscales qui sont en constante évolution. En outre, nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenus respectent à tous les égards importants la totalité des interprétations, lois et réglementations fiscales applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas de désaccords avec l'autorité fiscale relativement à nos déclarations de revenus qui

pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

La Société et ses filiales sont assujetties aux lois, aux conventions et aux réglementations fiscales en constante évolution à l'intérieur des pays et entre ceux-ci. Diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons nos activités pourraient entraîner des changements au titre de la méthode de calcul de l'impôt différé ou pourraient entraîner

des changements au titre de la charge d'impôts sur le résultat ou de la charge d'impôts autre que sur le résultat. Récemment, l'accent a été mis davantage sur les enjeux liés à la fiscalité des sociétés multinationales. Une modification dans les lois, les conventions ou les réglementations fiscales ou à l'égard de leur interprétation pourrait se traduire par une charge d'impôts sur le résultat ou une charge d'impôts autre que sur le résultat nettement plus élevée et susceptible d'avoir un effet néfaste important sur nous.

La sensibilité de notre résultat net aux modifications du taux d'imposition est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (en pourcentage)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux d'imposition	1	1 \$

Si nous ne parvenons pas à attirer et à maintenir en poste le personnel clé, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Le départ d'un membre de notre personnel clé ou notre incapacité à recruter, former, maintenir en poste et motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents additionnels pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit notre succès à cet égard.

Si nous ne parvenons pas à négocier de façon fructueuse de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subirons les conséquences. Bien que nous estimions entretenir des relations satisfaisantes avec nos employés syndiqués, rien ne garantit que nous serons en mesure de négocier ou de renégocier avec succès nos conventions collectives à des conditions que TransAlta estimera acceptables. En 2025, nous avons renégocié avec succès une convention collective.

Nous prévoyons renégocier quatre conventions collectives en 2026. Tout obstacle dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société.

Nous sommes exposés aux risques liés à nos participations dans des projets en construction, ce qui pourrait nous empêcher d'achever les projets en construction ou de les achever dans les délais et faire en sorte qu'il soit trop coûteux d'achever les projets ou que le rendement sur le capital investi soit inférieur à celui prévu.

TransAlta détient des participations dans certains projets dont les activités d'exploitation n'ont pas encore débuté ou qui sont en construction. Il pourrait y avoir des retards ou des événements imprévus dans l'achèvement de projets de construction futurs, ce qui pourrait faire en sorte que les coûts de construction de ces projets dépassent nos attentes, entraînent des retards importants ou empêchent le début des activités d'exploitation commerciale du projet. Divers facteurs pourraient entraîner des dépassements de coûts de construction, des arrêts ou des retards des travaux de construction ou l'incapacité de commencer l'exploitation commerciale, notamment : les délais dans l'obtention des droits fonciers, des permis et des licences nécessaires ou l'incapacité de les obtenir; les retards et l'augmentation des coûts liés à l'interconnexion de nouveaux projets au réseau de transport; l'incapacité d'acquérir ou de maintenir des droits d'utilisation et d'accès des terres; l'incapacité d'obtenir des services auprès de tiers sous contrat; les interruptions des livraisons sur les sites des projets; les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris par suite de modifications apportées aux lois, règlements, accords, traités, taxes, tarifs, droits ou politiques en matière de commerce international du Canada, des États-Unis ou d'autres pays où les fournisseurs de la Société sont situés; les arrêts de travail; les conflits de travail; les perturbations météorologiques; les problèmes techniques, environnementaux et géologiques imprévus, notamment les découvertes de contamination, les espèces végétales ou animales protégées ou leur habitat, les ressources archéologiques ou culturelles ou d'autres facteurs liés à l'environnement; les dépassements de coûts imprévus en

excédent des éventualités prévues au budget; et l'incapacité des parties contractantes de s'acquitter de leurs obligations contractuelles.

De plus, si nous ou l'une de nos filiales avons conclu une entente pour qu'un tiers termine la construction d'un projet, TransAlta est exposée au risque lié à la viabilité et au rendement du tiers. Notre incapacité à trouver une partie contractante de remplacement, si la partie contractante initiale ne s'est pas acquittée de ses obligations, pourrait entraîner l'abandon de la construction de ce projet, alors que nous pourrions demeurer liés aux termes d'autres ententes associées au projet, notamment des CAÉ d'enlèvement.

Les nouvelles technologies et l'intelligence artificielle peuvent générer des risques émergents qui pourraient avoir un effet négatif important sur la Société.

Nous mettons à profit l'intelligence artificielle et la robotique dans certaines de nos centrales. L'utilisation de l'intelligence artificielle et de la robotique dans nos centrales pourrait ne pas générer de meilleurs résultats, une hausse des rendements ou une augmentation de la productivité, et rien ne garantit que nous tirerons profit des investissements dans ces technologies. De plus, l'utilisation de l'intelligence artificielle nous expose au risque que les préoccupations

liées à la protection des renseignements personnels puissent dissuader les clients actuels et potentiels.

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt et le risque de taux d'intérêt de la Société.

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt. Les variations de notre coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

Au 31 décembre 2025, environ 10 % (23 % en 2024) du total de notre dette à long terme étaient exposés aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variable et de swaps de taux d'intérêt.

Nous gérons le risque de taux d'intérêt de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en ayant recours à une combinaison de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable;
- en surveillant la répartition entre titres d'emprunt à taux fixe et titres d'emprunt à taux variable et en y apportant des ajustements pour en assurer l'efficacité; et
- en couvrant de façon opportune le risque lié aux émissions de titres d'emprunt et les emprunts à taux variable en cours à l'aide de swaps de taux d'intérêt.

La sensibilité des fluctuations des taux d'intérêt par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (en pourcentage)	Incidence approximative sur le résultat net (en millions)
Taux d'intérêt	50	1 \$

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»). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 selon les 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 31 décembre 2025, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.