

TRANSALTA RENEWABLES INC.

Rapport du troisième trimestre de 2021

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion renferme 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. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Renewables Inc. aux 30 septembre 2021 et 2020 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à ces dates, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «TransAlta Renewables» et la «société» désignent TransAlta Renewables Inc. et ses filiales, et «TransAlta» désigne TransAlta Corporation et ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis ailleurs aux présentes ont le sens qui leur est attribué dans le glossaire de termes clés. Tous les montants présentés dans les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action, qui sont présentés en dollars entiers à deux décimales près, à moins d'indication contraire. Nos états financiers consolidés résumés intermédiaires ont été dressés selon la Norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des Normes internationales d'information financière («IFRS»). Le présent rapport de gestion est daté du 8 novembre 2021. Des renseignements supplémentaires sur la société, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, et sur notre site Web, à l'adresse www.transaltarenewables.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Web de la société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Table des matières

Activités d'exploitation de la société	RG2	Instruments financiers	RG24
Énoncés prospectifs	RG3	Autres résultats consolidés	RG24
Faits saillants	RG6	Opérations et soldes avec les parties liées	RG26
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG7	Situation de trésorerie et sources de financement	RG27
Perspectives pour 2021	RG10	Méthodes et estimations comptables critiques	RG29
Mesures conformes aux IFRS additionnelles	RG11	Changements aux méthodes comptables	RG30
Mesures non conformes aux IFRS	RG11	Risques et incertitudes	RG31
Analyse du BAIIA aux fins de comparaison	RG12	Contrôles et procédures	RG34
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	RG15	Glossaire des termes clés	RG35
Principales informations trimestrielles	RG23	Renseignements sur la société	RG37

Activités d'exploitation de la société

Activités d'exploitation

TransAlta Renewables est l'un des principaux producteurs d'énergie éolienne au Canada et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en Bourse au Canada. Notre base d'actifs est diversifiée en fonction des régions, de la production et des contreparties.

Nous exerçons nos activités dans trois pays : le Canada, les États-Unis et l'Australie. Nos actifs situés aux États-Unis et en Australie sont détenus au moyen d'une participation financière dans ces actifs. Étant donné que nous possédons une participation financière et non pas de propriété directe, les résultats d'exploitation de ces actifs ne sont pas consolidés dans les résultats présentés dans nos états financiers. Nous tirons plutôt des produits financiers de ces placements sous-jacents qui sont inclus dans nos résultats nets consolidés.

Étant donné que les placements dans ces participations financières nous donnent droit à des rendements comme si les actifs étaient détenus directement, la présentation des informations opérationnelles donne aux utilisateurs des renseignements pour les aider à évaluer le rendement financier des actifs qui génèrent les produits financiers liés aux participations financières.

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2021, notre capacité installée brute en énergie éolienne au Canada a augmenté de 111 MW, ce qui a fait passer la capacité totale des actifs de production éolienne et solaire au Canada de 1 174 MW à 1 285 MW. L'augmentation de la capacité installée brute de la société s'explique essentiellement par l'ajout de 22 éoliennes en service au parc éolien Windrise au 30 septembre 2021 et l'acquisition de deux éoliennes au parc éolien Old Man, à proximité du parc éolien Summerview.

L'installation des éoliennes au projet de parc éolien Windrise est désormais terminée et les dernières activités de mise en service sont en cours. La mise en service du projet de parc éolien Windrise est en voie d'être réalisée comme prévu en novembre 2021. Les coûts de construction du projet de parc éolien Windrise devraient totaliser entre 270 millions de dollars et 285 millions de dollars. Au 30 septembre 2021, les coûts résiduels estimés du projet étaient de 28 millions de dollars. La contribution du projet au résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») annuel moyen devrait être de 20 millions de dollars à 22 millions de dollars.

Le 1^{er} avril 2021, la société a acquis une participation financière dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW et une participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Notre capacité installée brute alimentée au gaz a augmenté, passant de 949 MW à 978 MW, grâce à notre première centrale alimentée au gaz aux États-Unis. Notre capacité installée brute en énergie éolienne aux États-Unis a augmenté de 67 MW, ce qui fait passer notre capacité installée brute en énergie éolienne et solaire aux États-Unis à 397 MW.

Globalement, nous détenons directement ou au moyen de participations financières une capacité de production brute¹ totalisant 2 772 MW (capacité de production nette¹ de 2 744 MW) en exploitation. TransAlta gère et exploite ces centrales en notre nom en vertu d'une convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation, en sa version modifiée.

	Actifs détenus		Participations financières				Total	
	Canada		États-Unis		Australie			
	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW) ¹	Nombre de centrales
Hydroélectricité	112	13	—	—	—	—	112	13
Énergie éolienne et solaire ^{2,3}	1 285	22	397	6	—	—	1 682	28
Gaz	499	1	29	1	450	6	978	8
Total	1 896	36	426	7	450	6	2 772	49

¹ Le total de la capacité installée brute représente la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, ainsi que ceux dans lesquels nous détenons une participation financière. Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près au 30 septembre 2021.

² Les centrales d'énergie éolienne et solaire au Canada comprennent la centrale éolienne de stockage à batteries.

³ Les ajouts au cours du trimestre comprennent une capacité de 106 MW au projet de parc éolien Windrise et de 4 MW au parc éolien Old Man.

¹ Nous mesurons la capacité comme étant la capacité maximale nette, conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute représente la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, ainsi que ceux dans lesquels nous détenons une participation financière. La capacité nette est établie en soustrayant la capacité attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle dans ces actifs. Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.

Acquisition de centrales solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la société a acquis une participation financière de 100 % dans le portefeuille de 20 centrales solaires photovoltaïques de 122 MW situées en Caroline du Nord (collectivement, les «centrales solaires en Caroline du Nord»). Cette acquisition fera passer notre capacité installée brute en énergie éolienne et solaire aux États-Unis de 397 MW à 519 MW. La contribution du projet au BAIIA annuel devrait atteindre 9 millions de dollars américains.

Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

La société fournira à BHP Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés au réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Une fois achevé, le projet permettra d'accroître notre capacité en énergie éolienne et solaire de 48 MW, la faisant passer de 1 682 MW à 1 730 MW, et constituera nos premières centrales solaires en Australie. La contribution du projet au BAIIA annuel devrait s'établir entre 8 millions de dollars et 9 millions de dollars.

TransAlta Renewables figure parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes

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

Stratégie et capacité de produire des résultats

La stratégie d'entreprise de la société demeure la même que celle présentée dans son rapport de gestion annuel de 2020. Nous avons encore pour objectifs i) de procurer aux investisseurs des rendements constants et stables grâce à la possession d'actifs de production d'énergie renouvelable et de production d'énergie à partir du gaz naturel et d'autres infrastructures visés principalement par des contrats à long terme générant des flux de trésorerie stables, conclus avec des contreparties solides, ou grâce à des participations dans ces actifs; ii) de saisir et de tirer parti des possibilités de croissance stratégique dans le secteur de la production d'énergie renouvelable et dans le secteur de la production d'énergie à partir de gaz naturel ainsi que dans d'autres infrastructures; iii) de conserver une diversité quant aux emplacements géographiques, à la production et aux contreparties; et iv) de verser annuellement entre 80 % et 85 % des liquidités disponibles à des fins de distribution aux actionnaires de la société.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs, au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et à notre rendement financier futur, y compris, mais sans s'y limiter : notre stratégie d'entreprise, notamment la capacité de tirer parti de possibilités de croissance stratégique dans le secteur de la production d'énergie renouvelable et dans le secteur de la production d'énergie à partir de gaz naturel ainsi que dans d'autres secteurs d'infrastructures, et de verser annuellement entre 80 % et 85 % des liquidités disponibles à des fins de distribution aux actionnaires de la société; les répercussions potentielles de la COVID-19 sur la société et les mesures à mettre en œuvre par la société ou TransAlta en réponse à la pandémie de COVID-19; nos projets de croissance, y compris le calendrier et les dépenses liés au projet de parc éolien Windrise et au projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields; le BAIIA annuel prévu tiré du portefeuille de centrales solaires en Caroline du Nord; la résolution de l'interruption de l'approvisionnement en vapeur à la centrale de Sarnia, y compris le moment auquel elle aura lieu; l'incident au parc éolien de Kent Hills et l'ampleur de la restauration nécessaire, le calendrier et les coûts liés à une telle restauration et l'incidence que pourrait avoir cet incident sur les produits des activités ordinaires et les contrats de la société; nos perspectives pour 2021, y compris le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés, les liquidités disponibles à des fins de distribution (comme ils sont définis ci-après), les charges d'intérêts, et les dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité; l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, y compris la durée de l'interruption et le coût de remplacement des fondations; la capacité de la société à disposer d'une trésorerie et de sources de financement suffisantes pour financer les travaux de restauration aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills; la durabilité du dividende; le montant de dividendes sur les actions privilégiées reflète; l'exposition au risque de change et la gestion des risques; la situation de trésorerie et les sources de financement, y compris notre capacité de gérer nos emprunts jusqu'en 2023 et au-delà, à des conditions acceptables; les principales sources de liquidités et notre capacité à effectuer des prélèvements sur ces liquidités; les attentes au chapitre des coûts d'exploitation et des coûts d'entretien, y compris l'entretien effectué par des tiers; le versement de dividendes futurs; les attentes quant à la disponibilité et à la capacité de la production d'énergie et quant à la quantité d'énergie produite; les mesures visant à gérer certains risques, notamment des mesures pour gérer le risque de liquidité et le risque de taux d'intérêt; la réglementation, la législation et les programmes gouvernementaux prévus; les attentes concernant le caractère saisonnier de la production des centrales éoliennes et hydroélectriques et le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés des crédits carbone compensatoires correspondants; les attentes quant à notre capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; les attentes à l'égard des activités de démantèlement et de remise en état; les attentes relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges, y compris le règlement attendu relativement au litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») concernant la mise en service de la centrale de South Hedland et la satisfaction des conditions de règlement; et le fait que la société concrétisera de temps à autre des occasions d'acquisition et d'aménagement afin de favoriser la croissance de la société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, notamment en ce qui concerne la juste valeur des instruments financiers, les méthodes d'actualisation des flux de trésorerie, les prévisions sur le prix de l'électricité et du gaz naturel, la production d'énergie renouvelable qui devrait varier entre 4 200 GWh et 4 700 GWh, et les dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité en 2021 qui devraient s'établir entre 45 millions de dollars et 55 millions de dollars, et le fait que les conséquences de la COVID-19 ne seront pas sensiblement plus onéreuses pour la société, ce qui suppose que la société pourra poursuivre ses activités à titre de fournisseur de services essentiels, financer sa croissance et accéder au crédit à des conditions raisonnables.

Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant : l'incidence, la durée et la gravité de la COVID-19, y compris des directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; la disponibilité réduite de la main-d'œuvre, ce qui nuit à notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des répercussions sur notre capacité d'atteindre nos objectifs de croissance, y compris notre capacité d'acquérir des actifs d'exploitation ou d'aménagement de TransAlta; notre capacité de maintenir des processus de contrôle interne adéquats; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; une variation de la demande en électricité à court ou à long terme; les variations des prix des produits de base; les réductions dans la production; une augmentation des coûts, y compris les coûts liés aux interruptions planifiées et non planifiées; l'incapacité de prolonger les contrats relatifs aux centrales de la société au-delà du terme actuellement prévu, notamment celui qui vise la centrale de Sarnia; le calendrier selon lequel les impôts de la société deviennent exigibles; des changements touchant le crédit et les marchés des capitaux qui pourraient restreindre notre capacité d'obtenir du financement de sources externes pour financer nos dépenses axées sur l'exploitation et la croissance; le risque de crédit lié aux contreparties, y compris la hausse du taux de perte sur nos créances clients; des perturbations de notre chaîne d'approvisionnement, y compris en ce qui concerne nos projets de croissance; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment l'augmentation du nombre de menaces à la cybersécurité; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les fluctuations de la valeur des monnaies, y compris le dollar canadien, le dollar américain et le dollar australien; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans ces centrales; les interruptions de transport et de distribution de l'électricité; les incidences des conditions météorologiques et d'autres risques liés au climat; une hausse des coûts, une diminution des produits des activités ordinaires ou l'incapacité à saisir les occasions de croissance pouvant avoir une incidence négative sur la durabilité du niveau actuel des dividendes; les interruptions de l'approvisionnement en eau, en vent, en soleil ou en gaz nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; les maladies, les autres pandémies ou cas de force majeure; les pannes de matériel et notre incapacité d'effectuer les réparations nécessaires, et de le faire dans des délais raisonnables et de manière rentable; la subordination structurelle des titres; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les différends qui nous opposent à des contreparties; les procédures judiciaires et les litiges contractuels impliquant la société, y compris la possibilité que les conditions de règlement convenues avec FMG ne soient pas satisfaites; la dépendance à l'égard du personnel clé et les services fournis par TransAlta; l'incapacité de repérer des occasions d'acquisition ou d'aménagement attrayantes afin de poursuivre la stratégie de croissance; les cadres réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités; les modifications aux mesures incitatives ou aux subventions gouvernementales pour la production d'énergie renouvelable; les exigences de plus en plus restrictives en matière d'environnement, notamment les taxes sur le carbone, et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; et les risques associés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle disponible sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, ainsi qu'à la rubrique «Risques et incertitudes» du présent rapport de gestion.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Les perspectives financières contenues aux présentes visent à renseigner les lecteurs sur les attentes et les plans actuels de la direction, et les lecteurs sont mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Rien ne garantit que les résultats, le rendement et les événements projetés se matérialiseront.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Production d'énergie renouvelable (GWh) ¹	854	864	3 013	3 135
Produits des activités ordinaires	114	95	332	308
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	20	6	97	39
BAIIA aux fins de comparaison ²	102	96	322	329
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés ²	57	76	214	261
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	83	65	265	218
Liquidités disponibles à des fins de distribution ²	54	73	184	232
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,07	0,02	0,36	0,15
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés par action ²	0,21	0,29	0,80	0,98
Liquidités disponibles à des fins de distribution par action ²	0,20	0,27	0,69	0,87
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,23	0,23	0,70	0,70
Dividendes versés par action ordinaire ³	0,23	0,23	0,70	0,70

1) Inclut la production des centrales d'énergie éolienne et hydroélectrique au Canada, des centrales d'énergie éolienne et solaire aux États-Unis, mais exclut la production des centrales canadiennes, américaines et australiennes alimentées au gaz. La production n'est pas une source de produits importante pour les centrales alimentées au gaz étant donné que la majeure partie de leurs produits est fonction de la capacité.

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

3) Incluent les paiements au titre du régime de réinvestissement des dividendes en 2020. Le régime de réinvestissement des dividendes a été suspendu au quatrième trimestre de 2020.

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Capacité installée brute alimentée au gaz (MW) ¹	978	949
Capacité installée brute renouvelable (MW) ²	1 794	1 619
Total de l'actif	3 634	3 656
Emprunt à vue de TEA ³	185	195
Dette à long terme et obligations locatives ⁴	665	692
Total des passifs non courants	1 078	987

1) Inclut la production des centrales alimentées au gaz canadiennes, américaines et australiennes dans lesquelles nous possédons une participation financière.

2) Inclut la capacité installée des centrales d'énergie éolienne et hydroélectrique au Canada et des centrales d'énergie éolienne et solaire aux États-Unis. La capacité installée brute représente la base de consolidation des actifs sous-jacents détenus, ainsi que ceux dans lesquels nous détenons une participation financière. Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.

3) TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. («TEA»), une filiale de TransAlta.

4) Inclut la partie courante.

Bien que le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison («BAIIA aux fins de comparaison») de la société ait augmenté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 par rapport à celui de la période correspondante de l'exercice précédent, de façon générale, le BAIIA aux fins de comparaison depuis le début de l'exercice est moins élevé que celui de la période correspondante de 2020 et est inférieur aux attentes. Les résultats de la société traduisent l'incidence de la baisse des ressources éoliennes au cours de l'exercice et des interruptions de l'approvisionnement en vapeur à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021, lesquelles ont entraîné une provision pour dommages-intérêts prédéterminés qui devrait être réglée plus tard au cours de l'exercice ou au premier trimestre de 2022. Au deuxième trimestre, la société a annoncé une mise à jour des prévisions présentées antérieurement. Une autre mise à jour a été fournie en raison de l'effondrement d'une éolienne à l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Des précisions à ce sujet sont fournies à la rubrique «Perspectives pour 2021».

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a augmenté de 14 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, principalement en raison d'une hausse des produits financiers tirés des placements dans des filiales de TransAlta et le fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée pour la période considérée, le tout partiellement contrebalancé par une diminution de la production du portefeuille de parcs éoliens au Canada et une hausse de la dépréciation d'actifs.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a augmenté de 58 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, surtout en raison d'une hausse des produits financiers tirés des placements dans des filiales de TransAlta et du fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée pour la période considérée, le tout partiellement contrebalancé par les dommages-intérêts prédéterminés comptabilisés à l'égard des interruptions non planifiées, l'ajustement défavorable du rapprochement des frais liés à la vapeur dans le secteur Gaz au Canada, une diminution de la production du portefeuille de parcs éoliens au Canada, une baisse des profits de change et une hausse de la dépréciation d'actifs. Les produits financiers tirés des placements dans des filiales de la période considérée ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, principalement en raison d'une hausse des distributions de la participation financière dans les actifs australiens. Comme les actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable ont été rachetées le 23 octobre 2020, aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée au cours de la période.

La production d'énergie renouvelable pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a diminué de respectivement 10 GWh et 122 GWh comparativement à celle des périodes correspondantes de 2020. Cette diminution s'explique principalement par une baisse des ressources éoliennes dans les secteurs Énergie éolienne au Canada et Énergie éolienne aux États-Unis et une diminution des ressources hydriques dans le secteur Énergie hydroélectrique au Canada, le tout en partie contrebalancé par la production découlant de l'acquisition de la participation financière dans le parc éolien Skookumchuck.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique essentiellement par l'acquisition de la centrale Ada et du parc éolien Skookumchuck en 2021 ainsi que par la hausse du BAIIA aux fins de comparaison des secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie, en partie contrebalancées par une diminution de la production d'énergie éolienne dans l'ensemble du portefeuille de parcs éoliens. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué de 7 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison principalement d'une diminution des ressources éoliennes dans l'ensemble du portefeuille de parcs éoliens et d'interruptions non planifiées, y compris l'interruption de l'approvisionnement en vapeur dans le secteur Gaz au Canada, le tout en partie contrebalancé par la production découlant de l'acquisition des participations financières dans le parc éolien Skookumchuck et la centrale Ada.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et les liquidités disponibles à des fins de distribution ont chacun diminué de 19 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020. La diminution des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés découle principalement d'une hausse des charges d'intérêts attribuable au financement lié à la centrale de South Hedland et des dépenses d'investissement de maintien en Australie par suite des travaux d'entretien planifiés et de l'achat d'un moteur de rechange pour la centrale de South Hedland. Les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et les liquidités disponibles à des fins de distribution pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont diminué de respectivement 47 millions de dollars et 48 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2020, en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison et de la hausse des charges d'intérêts et des dépenses d'investissement de maintien en Australie.

Pour plus de renseignements sur les changements apportés à nos placements, se reporter à la rubrique «Instruments financiers», et pour plus de renseignements sur nos résultats d'exploitation, se reporter à la rubrique «Analyse du BAIIA aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Acquisition de centrales solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la société a acquis une participation financière de 100 % dans le portefeuille de 20 centrales solaires photovoltaïques de 122 MW situées en Caroline du Nord (collectivement, les «centrales solaires en Caroline du Nord»). Les centrales sont garanties par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy («Duke Energy»), dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque centrale. La société a acquis la participation financière dans les centrales solaires en Caroline du Nord en faisant l'acquisition d'un placement de 102 millions de dollars américains en actions privilégiées reflète d'une filiale de TransAlta. Le placement a été financé au moyen de liquidités existantes. L'acquisition élargit le portefeuille de production d'énergie renouvelable de la société et accroît sa présence sur le marché aux États-Unis.

Interruption au parc éolien de Kent Hills

Le 27 septembre 2021, Kent Hills Wind LP, une filiale de la société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour située dans l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Il n'y a eu aucun blessé par suite de l'effondrement. Personne ne se trouvait dans la zone lorsque l'incident s'est produit et aucune propriété n'est située à proximité. L'équipe d'intervention d'urgence de la société a sécurisé la zone. Cet incident a entraîné la comptabilisation d'une dépréciation de 2 millions de dollars à l'égard de l'éolienne.

Le parc éolien de Kent Hills se compose de 50 éoliennes aux unités 1 et 2 et de 5 éoliennes à l'unité 3. Les éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ont été mises hors service en attendant la réalisation d'une évaluation technique et de sécurité indépendante satisfaisante. L'évaluation technique, qui est en cours, a permis de relever la propagation de fissures souterraines dans les fondations de plusieurs éoliennes situées aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. En conséquence, des inspections et des tests supplémentaires devront être réalisés sur toutes les éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills afin de déterminer le plan de restauration de chaque éolienne. On s'attend actuellement à ce que l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills demande la réparation ou le remplacement d'une grande partie des fondations existantes. Le remplacement des fondations nécessiterait des dépenses d'environ 1,5 million de dollars à 2,0 millions de dollars par fondation. La mise en œuvre du plan de restauration est prévue en 2022. L'interruption devrait entraîner un manque à gagner d'environ 3,4 millions de dollars par mois sur une base annualisée tant que les 50 éoliennes sont hors service, selon l'historique de production d'énergie éolienne moyenne, et des produits devraient être générés à mesure que les éoliennes seront remises en service. Les problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont particuliers à la conception de ces unités, et rien n'indique que de tels problèmes existent à l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills ni à d'autres installations éoliennes du portefeuille. La société maintient la communication avec les principales parties prenantes et les tient au courant de la situation. La société a soumis à ses assureurs une déclaration de sinistre pour perte matérielle et perte d'exploitation.

Se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2021» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur nos prévisions mises à jour.

Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

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

Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

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

Acquisition de participations financières dans le parc éolien Skookumchuck et la centrale de cogénération Ada

Le 1^{er} avril 2021, la société, par l'entremise d'une filiale de TransAlta, a clôturé l'acquisition d'une participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW et d'une participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. La centrale de cogénération Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ jusqu'en 2040 conclu avec une contrepartie de qualité. La société a acquis les participations financières dans la centrale de cogénération Ada et le parc éolien Skookumchuck en faisant l'acquisition d'un placement de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars en actions privilégiées reflét d'une filiale de TransAlta. L'avantage économique de chaque transaction a pris effet le 1^{er} janvier 2021.

Acquisition du projet de parc éolien Windrise

Le 26 février 2021, la société a acquis une participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise de 206 MW, situé en Alberta, pour 213 millions de dollars. L'acquisition est comptabilisée comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun. La société a appliqué la méthode de la fusion d'intérêts communs pour comptabiliser l'acquisition du projet de parc éolien Windrise, conformément à ses méthodes comptables préétablies. Les actifs et les passifs du projet de parc éolien Windrise acquis ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 26 février 2021 plutôt qu'à leur juste valeur, y compris des immobilisations corporelles de 233 millions de dollars, des passifs au titre du fonds de roulement net de 21 millions de dollars et des actifs nets de gestion du risque de 3 millions de dollars. Par conséquent, la société a porté en réduction des capitaux propres un montant de 2 millions de dollars correspondant à la différence entre le produit et la valeur comptable des actifs du projet de parc éolien Windrise.

Les résultats d'exploitation du projet de parc éolien Windrise ont été comptabilisés dans les comptes de résultat consolidés résumés de la société de façon prospective à compter de la date d'acquisition, le 26 février 2021, et les états financiers comparatifs des périodes précédentes n'ont pas été retraités. L'installation des éoliennes au projet de parc éolien Windrise est désormais terminée et les dernières activités de mise en service sont en cours. La mise en service du projet de parc éolien Windrise est en voie d'être réalisée comme prévu en novembre 2021.

Changements au conseil d'administration

Le 18 mai 2021, la société a annoncé que le conseil d'administration (le «conseil») avait nommé trois nouveaux administrateurs : M^{me} Georganne Hodges, M^{me} Kerry O'Reilly Wilks et M^{me} Susan M. Ward, qui feront bénéficier le conseil de leur expérience diversifiée et de leurs points de vue. M^{me} Kathryn B. McQuade ne s'est pas portée candidate en vue de sa réélection et a quitté le conseil immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires tenue le 18 mai 2021.

Pandémie mondiale

L'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'épidémie de COVID-19 une urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020.

En réponse à la pandémie, TransAlta, gestionnaire et exploitante des activités et des actifs de la société, continue d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités, qui préconise ce qui suit : i) veiller à ce que les employés de TransAlta en mesure de travailler à distance le fassent; et ii) s'assurer que les employés de TransAlta chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui ne sont pas en mesure de travailler à distance, peuvent travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. TransAlta s'est conformée aux directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où elle exerce ses activités afin de protéger la santé et la sécurité de tous les employés et sous-traitants au moyen de protocoles de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles en matière de dépistage et de distanciation physique, notamment le port d'équipement de protection individuelle. À compter du 15 novembre 2021, TransAlta mettra en œuvre un protocole en deux phases visant le dépistage rapide obligatoire pour les employés qui ne sont pas pleinement vaccinés. La première phase, qui se déroulera du 15 novembre 2021 au 31 janvier 2022 et sera financée par TransAlta, prévoit des tests sur place obligatoires toutes les 72 heures, aux frais de TransAlta. Vers le 1^{er} février 2022, les employés qui ne seront pas pleinement vaccinés devront s'acquitter des frais de dépistage et fournir à TransAlta une preuve de test négatif toutes les 72 heures. Les employés qui fournissent une preuve de vaccination pourront être dispensés des tests de dépistage rapides. En outre, TransAlta maintient des restrictions de voyage qui sont conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint et la réorganisation des processus et des procédures pour réduire au minimum la transmission du virus en milieu de travail.

Malgré les défis liés à la pandémie, toutes les installations de la société, y compris celles qui sont détenues au moyen de participations financières dans TransAlta, demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de ses clients, à l'exception du parc éolien de Kent Hills, où l'interruption n'est pas liée à la pandémie, tel qu'il est décrit ci-dessus. La société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service en raison de la COVID-19. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

Perspectives pour 2021

Se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» dans le rapport de gestion annuel de 2020 contenu dans le rapport annuel 2020 de la société. Pour les neuf premiers mois de 2021, nos résultats ont été inférieurs aux prévisions en raison d'un nombre accru d'interruptions non planifiées dans le secteur Gaz au Canada et d'une diminution des ressources éoliennes. Les interruptions non planifiées n'ont pas eu d'incidence importante sur la production d'électricité; néanmoins, elles ont nui à l'approvisionnement en vapeur de nos clients. Bien que de telles interruptions de l'approvisionnement en vapeur soient inhabituelles et peu fréquentes, ces incidents ont entraîné une provision pour dommages-intérêts prédéterminés que nous prévoyons régler plus tard au cours de l'exercice ou au premier trimestre de 2022. Les ressources éoliennes étant cycliques, la production pour les neuf premiers mois a atteint 90 % de la production moyenne à long terme en raison de la diminution des ressources éoliennes dans toutes les régions d'exploitation. En raison de ces facteurs survenus au premier semestre de 2021, les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et les liquidités disponibles à des fins de distribution ont été révisés en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison et de l'accélération du processus d'acquisition d'une turbine de rechange pour la centrale de South Hedland.

Au troisième trimestre de 2021, la société a revu à la baisse ses principaux objectifs financiers pour 2021, y compris la réduction de sa fourchette des liquidités disponibles à des fins de distribution prévues pour 2021, faisant passer sa cible initiale, soit 285 millions de dollars à 315 millions de dollars, à une fourchette de 250 millions de dollars à 270 millions de dollars. Cette réduction est attribuable à une interruption non prévue et continue aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills causée par l'effondrement d'une tour d'éolienne. Selon le dividende actuellement établi, cette fourchette représente un ratio de distribution de 93 % à 100 %, lequel est supérieur au ratio de distribution de 80 % à 85 % qui était ciblé par la société. La société enquête actuellement sur les causes de la défaillance de la tour afin de mettre en œuvre un plan de restauration des installations. On s'attend actuellement à ce que l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills demande la réparation ou le remplacement d'une grande partie des fondations existantes. Le remplacement des fondations nécessiterait des dépenses d'environ 1,5 million de dollars à 2,0 millions de dollars par fondation. La mise en œuvre du plan de restauration est prévue en 2022 et pourrait avoir une incidence défavorable sur les liquidités disponibles à des fins de distribution et le ratio de distribution de la société pour 2022. La société dispose actuellement de liquidités et de capacités financières suffisantes pour financer les travaux de restauration nécessaires aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills, le cas échéant, et elle continue de tout mettre en œuvre pour assurer la durabilité du dividende au moyen de flux de trésorerie générés en interne et de la concrétisation des possibilités de croissance stratégique.

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

Mesures ¹	Cible initiale	Cible révisée
BAIIA aux fins de comparaison	480 millions de dollars à 520 millions de dollars	450 millions de dollars à 480 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	335 millions de dollars à 365 millions de dollars	300 millions de dollars à 330 millions de dollars
Liquidités disponibles à des fins de distribution	285 millions de dollars à 315 millions de dollars	250 millions de dollars à 270 millions de dollars

¹) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS. Se reporter également aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les objectifs et prévisions pour 2021 se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris les prévisions sur les prix de l'électricité et du gaz naturel. Toutefois, ils ne comprennent pas les effets des acquisitions futures potentielles ou des activités d'aménagement, de même que les incidences potentielles sur le marché et l'exploitation relativement aux interruptions non planifiées, y compris dans les centrales d'autres participants au sein du marché, et les effets connexes sur les prix du marché de l'électricité. Nos objectifs et prévisions doivent être lus avec la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion. Se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2021» du rapport annuel 2020 de la société pour plus de précisions sur les principales hypothèses.

Activités d'exploitation

Les prévisions et les principales hypothèses sont résumées ci-après :

Fourchette de la production d'énergie renouvelable provenant des actifs de production éolienne, solaire et hydroélectrique, y compris les actifs détenus au moyen de participations financières	De 4 200 à 4 700 GWh
Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle des CAÉ	12 ans
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité	De 45 millions de dollars à 55 millions de dollars

Coûts d'exploitation

Nous avons une combinaison d'activités d'exploitation et d'entretien en interne et d'ententes de service à long terme avec des fournisseurs selon l'option qui présente le maximum de valeur pour les actifs. La majeure partie de notre production à partir du gaz est vendue dans le cadre de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz naturel qui ne comporte aucune disposition de transfert des coûts, nous achetons du gaz naturel parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la fluctuation des prix, ou concluons des contrats d'achat, au besoin.

Mesures conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Résultats d'exploitation» à nos comptes de résultat consolidés. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Mesures non conformes aux IFRS

Nous évaluons le rendement selon diverses mesures afin d'aider la direction et les investisseurs à comprendre notre situation financière et nos résultats financiers. Certaines des mesures qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies selon les normes IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou comme des mesures plus significatives que les mesures établies conformément aux IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs.

Les principales mesures non conformes aux IFRS de la société sont le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et les liquidités disponibles à des fins de distribution. Le BAIIA aux fins de comparaison comprend notre BAIIA présenté ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché, des variations de la juste valeur des actifs financiers, des profits et pertes de change et de la dépréciation d'actifs, ainsi que le BAIIA aux fins de comparaison des centrales dans lesquelles nous détenons une participation financière, qui correspond à leur BAIIA présenté ajusté pour tenir compte : 1) des produits tirés des contrats de location-financement et du changement du montant des créances au titre des contrats de location-financement; 2) des frais de gestion fixés par contrat; 3) de l'intérêt perçu sur le paiement anticipé de certains coûts de transport; et 4) de l'incidence des profits et pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Le BAIIA aux fins de comparaison est présenté de façon à fournir à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les charges d'intérêts nettes, la participation ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et l'incidence du calendrier sur les produits financiers des filiales de TransAlta dans lesquelles nous détenons une participation financière. Nous présentons le BAIIA aux fins de comparaison et des informations opérationnelles sur les actifs dans lesquels nous détenons une participation financière pour permettre aux lecteurs de mieux comprendre et d'évaluer les inducteurs de ces actifs. Puisque les participations financières sont conçues pour fournir des rendements à la société comme si elle détenait les actifs, la présentation des informations opérationnelles et du BAIIA aux fins de comparaison donne aux lecteurs une image plus complète qui leur permet de comprendre la nature sous-jacente des placements et des flux de trésorerie en découlant qui auraient été autrement présentés comme des produits financiers tirés des placements. Les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sont calculés comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, diminués des dépenses d'investissement de maintien, des distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle des filiales, ainsi que des produits financiers, majorés des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés des actifs détenus au moyen de participations financières, lesquels sont calculés comme étant le BAIIA aux fins de comparaison tiré des participations financières diminué des charges d'intérêts, des dépenses d'investissement de maintien, de la charge d'impôt exigible, des distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux et des ajustements du taux de change. Les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés fournissent aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation et les placements dans des filiales de TransAlta dans lesquelles nous détenons une participation financière. Les liquidités disponibles à des fins de distribution sont calculées comme étant les fonds provenant des activités d'exploitation ajustés

diminués des remboursements prévus du principal de la dette amortissable et des obligations locatives. Les liquidités disponibles à des fins de distribution peuvent fournir des indications sur les liquidités qui pourront être versées aux actionnaires ordinaires de la société. L'un des principaux objectifs de la société est de dégager des flux de trésorerie réguliers et fiables, et la présentation des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et des liquidités disponibles à des fins de distribution permet aux lecteurs d'évaluer nos flux de trésorerie par rapport aux périodes précédentes. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Analyse du BAIIA aux fins de comparaison

Les montants présentés dans la section qui suit comprennent des mesures opérationnelles et des informations financières liées à nos types de sources d'énergie et comprennent des placements dans des participations financières dans les filiales de TransAlta. Étant donné que les placements dans ces participations financières nous donnent droit à des rendements comme si nous détenions les actifs, la présentation des informations opérationnelles donne aux utilisateurs des renseignements pour les aider à évaluer le rendement financier des actifs qui génèrent les produits financiers liés aux participations financières. Tous les actifs des secteurs Énergie éolienne et solaire aux États-Unis, Gaz aux États-Unis et Gaz en Australie sont détenus par l'entremise de placements dans une participation financière. Le BAIIA aux fins de comparaison des actifs dans lesquels nous détenons une participation financière et les produits financiers comptabilisés dans nos états financiers intermédiaires consolidés résumés font l'objet d'un rapprochement à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente les données d'exploitation et le BAIIA aux fins de comparaison par type de source d'énergie :

Trois mois clos les 30 septembre	Production d'énergie renouvelable – moyenne à long terme (GWh) ¹	Production (GWh)		BAIIA aux fins de comparaison ²	
		2021	2020	2021	2020
Énergie éolienne – Canada	591	526	548	28	32
Énergie hydroélectrique – Canada	164	136	148	6	5
Énergie éolienne et solaire – États-Unis ³	210	192	168	12	12
Total – Énergie renouvelable	965	854	864	46	49
Gaz – Canada		403	311	21	20
Gaz – États-Unis ³		54	—	3	—
Gaz – Australie		405	425	36	33
Siège social		—	—	(4)	(6)
Total		1 716	1 600	102	96

1) La 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 de 15 ans pour l'énergie éolienne et de 30 ans pour l'énergie hydroélectrique.

2) Le BAIIA aux fins de comparaison est une mesure non conforme aux IFRS et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

3) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflet le 1^{er} avril 2021. L'avantage économique de la transaction a pris effet le 1^{er} janvier 2021.

Neuf mois clos les 30 septembre	Production d'énergie renouvelable – moyenne à long terme (GWh) ¹	Production (GWh)		BAIIA aux fins de comparaison ²	
		2021	2020	2021	2020
Énergie éolienne – Canada	2 200	1 936	2 142	120	126
Énergie hydroélectrique – Canada	363	338	346	14	14
Énergie éolienne et solaire – États-Unis ³	779	739	647	52	53
Total – Énergie renouvelable	3 342	3 013	3 135	186	193
Gaz – Canada		997	859	45	58
Gaz – États-Unis ³		133	—	7	—
Gaz – Australie		1 244	1 344	99	94
Siège social		—	—	(15)	(16)
Total		5 387	5 338	322	329

1) La 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 de 15 ans pour l'énergie éolienne et de 30 ans pour l'énergie hydroélectrique.

2) Le BAIIA aux fins de comparaison est une mesure non conforme aux IFRS et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

3) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflet le 1^{er} avril 2021. L'avantage économique de la transaction a pris effet le 1^{er} janvier 2021. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la production et le BAIIA aux fins de comparaison présentés pour le parc éolien Skookumchuck et la centrale de cogénération Ada portent sur les résultats de la période allant du 1^{er} janvier au 30 septembre 2021.

Énergie éolienne – Canada

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a diminué de respectivement 22 GWh et 206 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout d'une diminution de la production dans l'est et l'ouest du Canada découlant de la baisse des ressources éoliennes. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la production a également été touchée par des épisodes de givre sur les pales des éoliennes dans l'est du Canada.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 4 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2020, en raison principalement d'une baisse de la production. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué de 6 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique surtout par une baisse de la production et l'expiration d'incitatifs du Programme d'encouragement à la production éolienne, contrebalancées par la vente de crédits environnementaux de 2020 à TransAlta aux premier et troisième trimestres de 2021.

Énergie hydroélectrique – Canada

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a diminué de respectivement 12 GWh et 8 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout d'une baisse de la production en Colombie-Britannique et en Ontario, contrebalancée par une hausse de la production en Alberta.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 1 million de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison surtout de la provision pour les pertes de réseau attribuées par l'AESO en 2020, en partie contrebalancée par une baisse de la production. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison est demeuré comparable à celui de la période correspondante de 2020.

Énergie éolienne et solaire – États-Unis

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la production a augmenté de respectivement 24 GWh et 92 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout de la production d'énergie pendant neuf mois au parc éolien Skookumchuck, partiellement contrebalancée par une baisse des ressources éoliennes dans le reste du portefeuille de parcs éoliens.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison est demeuré comparable à celui de la période correspondante de 2020, en raison surtout de l'ajout du parc éolien Skookumchuck, contrebalancé par une baisse de la production. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué de 1 million de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique surtout par une diminution des ventes de crédits environnementaux et une baisse de la production, partiellement contrebalancées par l'ajout du parc éolien Skookumchuck.

Gaz – Canada

Le secteur Gaz au Canada est constitué uniquement de la centrale de cogénération de Sarnia. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la production a augmenté de respectivement 92 GWh et 138 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020, du fait surtout de l'amélioration des conditions du marché en Ontario. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence financière importante, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la centrale de Sarnia a connu des interruptions à court terme de l'approvisionnement en vapeur, qui ont eu une incidence minimale sur la production. Se reporter à la section «Interruptions à la centrale de Sarnia», sous la rubrique «Situation de trésorerie et sources de financement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les interruptions.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 1 million de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique essentiellement par l'incidence du raffermissement des prix du gaz sur les produits des activités ordinaires tirés de la vapeur, en partie contrebalancée par les coûts liés aux nouveaux travaux d'entretien. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 13 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2020, en raison principalement des interruptions de l'approvisionnement en vapeur et d'un ajustement défavorable du rapprochement des frais liés à la vapeur.

Gaz – États-Unis

Le secteur Gaz aux États-Unis comprend uniquement la centrale de cogénération Ada. L'acquisition de la participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW a été clôturée le 1^{er} avril 2021, l'avantage économique de la transaction ayant pris effet le 1^{er} janvier 2021.

Gaz – Australie

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a diminué de respectivement 20 GWh et 100 GWh comparativement à celle des périodes correspondantes de 2020, ce qui est surtout attribuable à l'évolution de la demande de la clientèle. Les contrats en Australie sont des contrats de capacité, et la production n'a pas d'incidence significative sur nos résultats.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison principalement des produits des activités ordinaires liés à la mise à niveau de la station de comptage de la centrale de Solomon. Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a augmenté de 5 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, du fait essentiellement du calendrier de paiement des frais juridiques, du raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien et des produits des activités ordinaires liés à la mise à niveau de la station de comptage à la centrale de Solomon comptabilisés en 2021.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS

Rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison avec le résultat avant impôts sur le résultat

Étant donné que les participations financières sont conçues pour fournir à la société des rendements comme si nous détenions les actifs, la présentation des informations opérationnelles et du BAIIA aux fins de comparaison donne une image plus complète pour comprendre la nature sous-jacente des placements et des flux de trésorerie en découlant qui auraient été autrement présentés comme des produits financiers tirés des placements. Pour un rapprochement des produits financiers comptabilisés sur ces actifs dans lesquels nous détenons une participation financière, se reporter à la section présentant le rapprochement des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés avec les produits financiers tirés des placements dans des participations financières.

Trois mois clos le 30 septembre 2021	Actifs détenus				Participations financières			Total	Placements dans des participations financières	Ajustements ²	Selon les IFRS
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis ¹	Gaz – États-Unis ¹	Gaz – Australie ²				
Produits des activités ordinaires ²	42	9	62	—	18	6	46	183	(70)	1	114
Combustible, redevances et autres coûts ³	3	1	34	—	1	2	1	42	(4)	—	38
Marge brute	39	8	28	—	17	4	45	141	(66)	1	76
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁴	9	2	7	4	4	1	9	36	(14)	—	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	—	—	—	1	—	—	3	(1)	—	2
BAIIA aux fins de comparaison ⁵	28	6	21	(4)	12	3	36	102	(51)	1	52
Amortissement	(24)	(2)	(8)	—	(9)	(2)	(7)	(52)	18	—	(34)
Dépréciation d'actifs	(10)	—	—	—	—	—	—	(10)	—	—	(10)
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta	—	—	—	—	—	—	—	—	19	—	19
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1
Produits d'intérêts	—	—	—	1	—	—	1	2	(1)	—	1
Charges d'intérêts	(4)	(1)	(1)	(3)	(2)	—	(9)	(20)	11	—	(9)
Profit de change	—	—	—	1	—	—	1	2	(1)	—	1
Ajustements :											
Ajustement lié aux contrats de location-financement ²	1	—	—	—	—	—	(6)	(5)	6	(1)	—
Profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché ²	—	—	1	—	(13)	6	—	(6)	7	(1)	—
Produits d'intérêts ³	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—	—
Résultat avant impôts sur le résultat	(9)	3	13	(5)	(12)	7	15	12	9	—	21

1) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflète le 1^{er} avril 2021.

2) Le BAIIA aux fins de comparaison ne tient pas compte de l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants liés aux participations financières incluent les produits tirés des contrats de location-financement ajustés pour tenir compte de la variation du montant des créances au titre des contrats de location-financement.

3) Les montants liés aux participations financières incluent les produits d'intérêts sur le paiement anticipé de certains coûts de transport.

4) Les montants liés aux participations financières incluent l'effet des frais de gestion fixés par contrat.

5) Le BAIIA aux fins de comparaison est une mesure non conforme aux IFRS et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

Trois mois clos le 30 septembre 2020	Actifs détenus				Participations financières				Total	Placements dans des participations financières	Ajustements ¹	Selon les IFRS
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – États-Unis	Gaz – Australie					
Produits des activités ordinaires ¹	45	10	40	—	16	—	43	154	(59)	—	95	
Combustible, redevances et autres coûts ²	4	3	12	—	1	—	2	22	(3)	—	19	
Marge brute	41	7	28	—	15	—	41	132	(56)	—	76	
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	8	2	7	6	2	—	8	33	(10)	—	23	
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	1	—	1	—	—	3	(1)	—	2	
BAlIA aux fins de comparaison ⁴	32	5	20	(6)	12	—	33	96	(45)	—	51	
Amortissement	(24)	(2)	(8)	—	(9)	—	(11)	(54)	20	—	(34)	
Dépréciation d'actifs	—	(2)	—	—	—	—	—	(2)	—	—	(2)	
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta	—	—	—	—	—	—	—	—	13	—	13	
Produits d'intérêts	1	—	—	—	—	—	1	2	(1)	—	1	
Charges d'intérêts	(7)	(1)	(2)	—	(1)	—	(11)	(22)	12	—	(10)	
Variation de la juste valeur des actifs financiers	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	—	(13)	
Profit de change	—	—	—	3	—	—	—	3	—	—	3	
Ajustements :												
Profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché ¹	—	—	—	—	2	—	—	2	(2)	—	—	
Produits d'intérêts ²	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—	—	
Ajustement des frais de gestion ³	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—	—	
Résultat avant impôts sur le résultat	2	—	10	(3)	4	—	10	23	(14)	—	9	

1) Le BAlIA aux fins de comparaison ne tient pas compte de l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.

2) Les montants liés aux participations financières incluent les produits d'intérêts sur le paiement anticipé de certains coûts de transport.

3) Les montants liés aux participations financières incluent l'effet des frais de gestion fixés par contrat.

4) Le BAlIA aux fins de comparaison est une mesure non conforme aux IFRS et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Actifs détenus			Participations financières				Total	Placements dans des participations financières	Ajustements ²	Selon les IFRS
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis ¹	Gaz – États-Unis ¹	Gaz – Australie ²				
Produits des activités ordinaires ²	159	23	149	—	68	16	130	545	(214)	1	332
Combustible, redevances et autres coûts ³	7	3	81	—	2	6	4	103	(12)	—	91
Marge brute	152	20	68	—	66	10	126	442	(202)	1	241
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁴	27	5	22	15	11	3	27	110	(41)	—	69
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	1	1	—	3	—	—	10	(3)	—	7
BAlIA aux fins de comparaison ⁵	120	14	45	(15)	52	7	99	322	(158)	1	165
Amortissement	(70)	(6)	(25)	—	(29)	(5)	(21)	(156)	55	—	(101)
Dépréciation d'actifs	(10)	—	—	—	—	—	—	(10)	—	—	(10)
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta	—	—	—	—	—	—	—	—	68	—	68
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1
Produits d'intérêts	2	—	—	3	5	—	4	14	(9)	—	5
Charges d'intérêts	(15)	(2)	(3)	(8)	(7)	—	(26)	(61)	33	—	(28)
Profit de change	—	—	—	10	—	—	1	11	(1)	—	10
Profit à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	—	1	1	(1)	—	—
Ajustements :											
Ajustement lié aux contrats de location-financement ²	1	—	—	—	—	—	(18)	(17)	18	(1)	—
Profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché ²	—	—	1	—	(15)	11	—	(3)	4	(1)	—
Produits d'intérêts ³	—	—	—	—	—	—	(3)	(3)	3	—	—
Ajustement des frais de gestion ⁴	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)	1	—	—
Résultat avant impôts sur le résultat	28	6	18	(10)	6	13	36	97	13	—	110

1) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflet le 1^{er} avril 2021. L'avantage économique de la transaction a pris effet le 1^{er} janvier 2021. Les résultats du parc éolien Skookumchuck et de la centrale de cogénération Ada portent sur la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 septembre 2021.

2) Le BAlIA aux fins de comparaison ne tient pas compte de l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché. Les montants liés aux participations financières incluent les produits tirés des contrats de location-financement ajustés pour tenir compte de la variation du montant des créances au titre des contrats de location-financement.

3) Les montants liés aux participations financières incluent les produits d'intérêts sur le paiement anticipé de certains coûts de transport.

4) Les montants liés aux participations financières incluent l'effet des frais de gestion fixés par contrat.

5) Le BAlIA aux fins de comparaison est une mesure non conforme aux IFRS et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Actifs détenus				Participations financières			Total	Placements dans des participations financières	Ajustements ¹	Selon les IFRS
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – États-Unis	Gaz – Australie				
Produits des activités ordinaires ¹	167	25	117	—	65	—	121	495	(186)	(1)	308
Combustible, redevances et autres coûts ²	11	5	37	—	2	—	5	60	(7)	—	53
Marge brute	156	20	80	—	63	—	116	435	(179)	(1)	255
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	26	5	21	16	8	—	22	98	(30)	—	68
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	1	—	2	—	—	8	(2)	—	6
BAlIA aux fins de comparaison ⁴	126	14	58	(16)	53	—	94	329	(147)	(1)	181
Amortissement	(68)	(6)	(27)	—	(26)	—	(34)	(161)	60	—	(101)
Dépréciation d'actifs	—	(2)	—	—	—	—	—	(2)	—	—	(2)
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta	—	—	—	—	—	—	—	—	31	—	31
Produits d'intérêts	2	—	—	2	—	—	3	7	(3)	—	4
Charges d'intérêts	(22)	(2)	(4)	(4)	(4)	—	(31)	(67)	35	—	(32)
Variation de la juste valeur des actifs financiers	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	—	(44)
Profit de change	—	—	—	19	—	—	—	19	—	—	19
Ajustements :											
Profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché ¹	—	(1)	—	—	8	—	—	7	(8)	1	—
Produits d'intérêts ²	—	—	—	—	—	—	(3)	(3)	3	—	—
Ajustement des frais de gestion ³	—	—	—	—	—	—	(3)	(3)	3	—	—
Résultat avant impôts sur le résultat	38	3	27	1	31	—	26	126	(70)	—	56

1) Le BAlIA aux fins de comparaison ne tient pas compte de l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.

2) Les montants liés aux participations financières incluent les produits d'intérêts sur le paiement anticipé de certains coûts de transport.

3) Les montants liés aux participations financières incluent l'effet des frais de gestion fixés par contrat.

4) Le BAlIA aux fins de comparaison est une mesure non conforme aux IFRS et n'a pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter aux rubriques «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» et «Mesures non conformes aux IFRS» pour plus de précisions.

Rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et des liquidités disponibles à des fins de distribution

Trois mois clos le 30 septembre 2021	Actifs détenus				Participations financières			Total
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis ¹	Gaz – États-Unis ¹	Gaz – Australie	
BAIIA aux fins de comparaison	28	6	21	(4)	12	3	36	102
Charges d'intérêts	(4)	(1)	—	(3)	—	—	(6)	(14)
Charge d'impôt exigible	(4)	—	—	—	—	—	—	(4)
Profit de change réalisé	—	—	—	1	—	—	—	1
Distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	—	—	(7)	—	—	(7)
Dépenses d'investissement de maintien	(4)	(1)	(1)	—	—	—	(16)	(22)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(1)	—	—	—	—	—	—	(1)
Produits d'intérêts	—	—	—	1	—	—	1	2
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	15	4	20	(5)	5	3	15	57
Déduire :								
Remboursement de principal de la dette amortissable	(3)	—	—	—	—	—	—	(3)
Remboursement de principal des obligations locatives	—	—	—	—	—	—	—	—
Liquidités disponibles à des fins de distribution	12	4	20	(5)	5	3	15	54

1) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflet le 1^{er} avril 2021.

Trois mois clos le 30 septembre 2020	Actifs détenus				Participations financières			Total
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – États-Unis	Gaz – Australie	
BAIIA aux fins de comparaison	32	5	20	(6)	12	—	33	96
Provisions	2	1	—	—	—	—	—	3
Charges d'intérêts	(6)	(1)	(2)	—	—	—	—	(9)
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	(1)	—	—	(1)
Distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	—	—	(4)	—	—	(4)
Dépenses d'investissement de maintien	(5)	—	(1)	—	—	—	—	(6)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(1)	—	—	—	—	—	—	(1)
Ajustement du taux de change et produits d'intérêts	—	—	—	—	—	—	(2)	(2)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	22	5	17	(6)	7	—	31	76
Déduire :								
Remboursement de principal de la dette amortissable	(3)	—	—	—	—	—	—	(3)
Remboursement de principal des obligations locatives	—	—	—	—	—	—	—	—
Liquidités disponibles à des fins de distribution	19	5	17	(6)	7	—	31	73

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Actifs détenus				Participations financières			Total
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis ¹	Gaz – États-Unis ¹	Gaz – Australie	
BAlIA aux fins de comparaison	120	14	45	(15)	52	7	99	322
Provisions et passifs sur contrat	(6)	—	12	—	—	—	—	6
Charges d'intérêts	(14)	(2)	(1)	(8)	(1)	—	(18)	(44)
Charge d'impôt exigible	(12)	—	—	—	(1)	—	(9)	(22)
Profit de change réalisé	—	—	—	2	—	—	—	2
Distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	—	—	(21)	—	—	(21)
Dépenses d'investissement de maintien	(7)	(2)	(2)	—	(1)	(1)	(20)	(33)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(3)	—	—	—	—	—	—	(3)
Produits d'intérêts	2	—	—	3	—	—	2	7
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	80	10	54	(18)	28	6	54	214
Déduire :								
Remboursement de principal de la dette amortissable	(29)	—	—	—	—	—	—	(29)
Remboursement de principal des obligations locatives	(1)	—	—	—	—	—	—	(1)
Liquidités disponibles à des fins de distribution	50	10	54	(18)	28	6	54	184

¹) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflet le 1^{er} avril 2021. L'avantage économique de la transaction a pris effet le 1^{er} janvier 2021. Les résultats du parc éolien Skookumchuck et de la centrale de cogénération Ada portent sur la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 septembre 2021.

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Actifs détenus				Participations financières			Total
	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Gaz – Canada	Siège social	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – États-Unis	Gaz – Australie	
BAlIA aux fins de comparaison	126	14	58	(16)	53	—	94	329
Provisions	3	1	—	—	—	—	—	4
Charges d'intérêts	(21)	(2)	(2)	(4)	—	—	—	(29)
Charge d'impôt exigible	(1)	—	—	—	(2)	—	(6)	(9)
Perte de change réalisée	—	—	—	(3)	—	—	—	(3)
Distributions au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	—	—	(16)	—	—	(16)
Dépenses d'investissement de maintien	(9)	(1)	(2)	—	(1)	—	(2)	(15)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(4)	—	—	—	—	—	—	(4)
Ajustement du taux de change et produits d'intérêts	1	—	—	3	—	—	—	4
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	95	12	54	(20)	34	—	86	261
Déduire :								
Remboursement de principal de la dette amortissable	(28)	—	—	—	—	—	—	(28)
Remboursement de principal des obligations locatives	(1)	—	—	—	—	—	—	(1)
Liquidités disponibles à des fins de distribution	66	12	54	(20)	34	—	86	232

Rapprochement des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et des produits financiers liés aux filiales de TransAlta

Trois mois clos les 30 septembre	2021				2020		
	Énergie éolienne et solaire – États-Unis ¹	Gaz – États-Unis ¹	Gaz – Australie	Total	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – Australie	Total
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	5	3	15	23	7	31	38
Remise du produit tiré de la vente de Solomon	—	—	—	—	—	8	8
Remboursement de capital et rachats	(3)	—	—	(3)	(4)	(8)	(12)
Incidence des variations du fonds de roulement et du calendrier ²	2	(3)	—	(1)	—	(21)	(21)
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta	4	—	15	19	3	10	13

Neuf mois clos les 30 septembre	2021				2020		
	Énergie éolienne et solaire – États-Unis ¹	Gaz – États-Unis ¹	Gaz – Australie	Total	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – Australie	Total
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	28	6	54	88	34	86	120
Remise du produit tiré de la vente de Solomon	—	—	—	—	—	8	8
Remboursement de capital et rachats	(14)	(3)	—	(17)	(25)	(57)	(82)
Incidence des variations du fonds de roulement et du calendrier ²	—	(3)	—	(3)	(4)	(11)	(15)
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta	14	—	54	68	5	26	31

1) Le secteur Énergie éolienne et solaire aux États-Unis comprend le parc éolien Skookumchuck, et le secteur Gaz aux États-Unis comprend la centrale de cogénération Ada, qui ont été acquis au moyen d'un placement en actions privilégiées reflète le 1^{er} avril 2021. L'avantage économique de la transaction a pris effet le 1^{er} janvier 2021. Les résultats du parc éolien Skookumchuck et de la centrale de cogénération Ada portent sur la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 septembre 2021.

2) Le montant en 2020 pour le secteur Gaz en Australie comprend le solde déficitaire lié aux actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens, tel qu'il est mentionné ci-après.

Le 24 janvier 2020, TEA a remboursé un montant en principal de 45 millions de dollars australiens sur le prêt à terme amortissable dû à une autre filiale de TransAlta. Ainsi, conformément aux modalités relatives aux actions privilégiées qui reflètent ce prêt à terme amortissable, la clause de rachat a été déclenchée et a entraîné le rachat d'actions privilégiées reflète d'un montant de 45 millions de dollars australiens, montant qui a été versé à la société en dollars canadiens à des cours au comptant. Le rachat a eu pour effet de créer un solde déficitaire lié aux actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens et de réduire ainsi la capacité pour TEA de déclarer et de verser des dividendes sur les actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2020. Ce déficit a été comblé au quatrième trimestre de 2020.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation comme présentés et des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés et des liquidités disponibles à des fins de distribution

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	83	65	265	218
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(23)	(7)	(57)	(30)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations des éléments du fonds de roulement	60	58	208	188
Ajustements :				
Dépenses d'investissement de maintien – actifs détenus	(6)	(6)	(11)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(1)	(1)	(3)	(4)
Produits financiers liés aux filiales de TransAlta ¹	(19)	(13)	(68)	(31)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières ¹	23	38	88	120
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés	57	76	214	261
Déduire :				
Remboursement de principal de la dette amortissable	(3)	(3)	(29)	(28)
Remboursement de principal des obligations locatives ²	—	—	(1)	(1)
Liquidités disponibles à des fins de distribution	54	73	184	232
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	267	266	267	266
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés par action	0,21	0,29	0,80	0,98
Liquidités disponibles à des fins de distribution par action	0,20	0,27	0,69	0,87

¹) Se reporter au tableau de rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison des installations dans lesquelles nous détenons une participation financière avec les produits financiers présenté dans le présent rapport de gestion.

²) Incluent les actifs détenus et les participations financières.

Principales informations trimestrielles

	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021
Produits des activités ordinaires	128	126	92	114
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	53	52	25	20
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	49	103	79	83
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés ¹	94	93	64	57
Liquidités disponibles à des fins de distribution ¹	72	90	40	54
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,20	0,19	0,09	0,07
Liquidités disponibles à des fins de distribution par action ¹	0,27	0,34	0,15	0,20

	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020
Produits des activités ordinaires	119	110	103	95
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	48	3	30	6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	73	82	71	65
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés ¹	100	94	90	76
Liquidités disponibles à des fins de distribution ¹	77	91	67	73
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	0,01	0,11	0,02
Liquidités disponibles à des fins de distribution par action ¹	0,29	0,34	0,25	0,27

¹) Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour obtenir plus de précisions.

Nos activités fluctuent en fonction des variations saisonnières, les premier et quatrième trimestres comptant les volumes d'énergie éolienne les plus importants et les deuxième et troisième trimestres comptant les volumes d'énergie hydroélectrique les plus importants. Comme l'énergie éolienne constitue la majeure partie de notre portefeuille d'énergie renouvelable, des produits et des résultats plus élevés sont attendus aux premier et quatrième trimestres.

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

- Produits des activités ordinaires de respectivement 7 millions de dollars et 4 millions de dollars liés à la vente de crédits carbone compensatoires et de CRE de l'Alberta à TransAlta aux premier et troisième trimestres de 2021
- Interruptions non planifiées à la centrale alimentée au gaz de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Répercussions de la dépréciation d'actifs comptabilisée au troisième trimestre de 2021
- Incidence de la mise à jour de la provision estimative pour la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau au cours du premier trimestre de 2021 et des trois derniers trimestres de 2020

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tient également compte de diverses incidences liées à nos placements dans des participations financières au moyen des instruments financiers comme suit :

- Les dividendes ou le remboursement de capital peuvent varier chaque trimestre en fonction des résultats avant impôt tirés de nos placements dans des participations financières (actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens, actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis, et actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis).
- Les résultats intermédiaires au titre de la variation de la juste valeur des actifs financiers varieront en fonction des variations des hypothèses relatives aux flux de trésorerie, des taux d'actualisation et des taux de change prévus. Comme les actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable ont été rachetées le 23 octobre 2020, aucune variation de la juste valeur des actifs financiers n'a été comptabilisée en résultat après le quatrième trimestre de 2020.
- La fluctuation du dollar canadien par rapport au dollar américain entraîne des profits et des pertes de change sur les placements et les billets à ordre libellés en dollars américains. Des profits de change ont été comptabilisés au deuxième trimestre de 2020 et aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2021, et des pertes de change ont été comptabilisées au quatrième trimestre de 2019 et aux premier, troisième et quatrième trimestres de 2020.

Instruments financiers

Se reporter à la note 12 de nos plus récents états financiers consolidés annuels et à la note 7 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 pour plus de précisions sur les instruments financiers.

Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020.

Au 30 septembre 2021, les instruments financiers de niveau II étaient composés d'actifs financiers dont la valeur comptable s'élevait à 2 millions de dollars et ayant trait aux actifs nets de gestion du risque (passifs nets de gestion du risque de 2 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Au 30 septembre 2021, les instruments financiers de niveau III étaient composés d'actifs financiers dont la valeur comptable s'élevait à 1 136 millions de dollars (1 087 millions de dollars au 31 décembre 2020). Le placement en actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens a diminué de 87 millions de dollars, ce qui tient compte des modifications aux hypothèses relatives aux flux de trésorerie, y compris les incidences défavorables du change, les hypothèses liées au renouvellement de contrats et les variations des taux d'actualisation, le tout en partie contrebalancé par un ajustement des flux de trésorerie associé au CAÉ prolongé avec BHP et au projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le placement en actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis a augmenté de 105 millions de dollars, ce qui tient compte de l'acquisition du parc éolien Skookumchuck au moyen d'un placement de 103 millions de dollars en actions privilégiées reflète d'une filiale de TransAlta, d'une augmentation de 16 millions de dollars de la juste valeur attribuable surtout à une diminution des taux d'actualisation, partiellement contrebalancée par les coûts de transaction liés au parc éolien de Skookumchuck qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, la baisse des prix marchands à terme dans l'est des États-Unis et les incidences du change, et d'un remboursement de capital de 14 millions de dollars. Le placement en actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis a augmenté en raison de l'acquisition de la participation financière dans la centrale de cogénération Ada au moyen d'un placement de 43 millions de dollars en actions privilégiées reflète d'une filiale de TransAlta, le tout partiellement contrebalancé par un remboursement de capital de 3 millions de dollars.

Se reporter aux notes 3, 5 et 7 des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 pour en savoir plus sur ces placements et ces évaluations de la juste valeur.

Autres résultats consolidés

Profit de change

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les profits de change ont diminué de respectivement 2 millions de dollars et 9 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020. En 2020, les profits de change sur le placement en actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable ont été plus élevés en raison du raffermissement du dollar australien. Ces actions privilégiées ont été rachetées en octobre 2020. En 2021, les profits de change sur l'emprunt à vue de TEA ont été moins élevés en raison de l'affaiblissement du dollar australien.

Autres éléments du résultat global

Les autres éléments du résultat global comprennent les variations de la juste valeur des placements dans les filiales de TransAlta liés aux actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens, aux actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis et aux actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis. Ces profits et pertes sont exclus du compte de résultat consolidé.

Pour calculer la juste valeur de ces placements, nous utilisons des méthodes d'actualisation des flux de trésorerie fondées sur les flux de trésorerie futurs sous-jacents des activités connexes, faisons des estimations et formulons des hypothèses qui peuvent changer d'une période à l'autre et qui ont souvent une incidence sur l'estimation de la juste valeur. Les fluctuations de la juste valeur d'une période à l'autre sont généralement attribuables aux variations des hypothèses relatives aux flux de trésorerie prospectifs, des taux d'actualisation et des taux de change.

Au deuxième trimestre de 2021, les taux d'actualisation des actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis ont diminué, ce qui a entraîné une augmentation de la juste valeur de ces placements. La diminution des taux d'actualisation s'explique principalement par l'ajustement des taux en fonction de la variation du rendement des obligations du Trésor américain observée sur le marché.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, nous avons comptabilisé une augmentation de 16 millions de dollars de la juste valeur dans les autres éléments du résultat global (diminution de 154 millions de dollars au 30 septembre 2020). L'augmentation s'explique essentiellement par les modifications aux hypothèses relatives aux flux de trésorerie des actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens afin de tenir compte des hypothèses liées au renouvellement de contrats, partiellement contrebalancées par une incidence défavorable des taux de change attribuable à l'affaiblissement du dollar australien.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, nous avons comptabilisé une diminution de 80 millions de dollars de la juste valeur dans les autres éléments du résultat global (diminution de 129 millions de dollars au 30 septembre 2020). La diminution s'explique principalement par une incidence défavorable des taux de change attribuable à l'affaiblissement du dollar australien, les modifications aux hypothèses relatives aux flux de trésorerie des actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens afin de tenir compte des hypothèses liées au renouvellement de contrats, les coûts de transaction liés au parc éolien Skookumchuck et à la centrale de cogénération Ada et la baisse des prix marchands à terme dans l'est des États-Unis, le tout partiellement contrebalancé par une diminution des taux d'actualisation des actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis et un ajustement des flux de trésorerie associé au CAÉ prolongé et au projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields avec BHP.

Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions sur les placements dont les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Dépenses d'investissement de maintien

Les montants des dépenses d'investissement de maintien au titre des actifs que nous détenons directement, de même qu'au titre des centrales dans lesquelles nous détenons des participations financières, sont présentés ci-après :

Trois mois clos les 30 septembre

	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – États-Unis	Gaz – Australie	Total
Total des dépenses d'investissement de maintien de 2021	4	1	—	1	—	16	22
Total des dépenses d'investissement de maintien de 2020	5	—	—	1	—	—	6

Neuf mois clos les 30 septembre

	Énergie éolienne – Canada	Énergie hydroélectrique – Canada	Énergie éolienne et solaire – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – États-Unis	Gaz – Australie	Total
Total des dépenses d'investissement de maintien de 2021	7	2	1	2	1	20	33
Total des dépenses d'investissement de maintien de 2020	9	1	1	2	—	2	15

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de respectivement 16 millions de dollars et 18 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout des travaux d'entretien d'envergure planifiés et de l'achat d'un moteur de rechange dans nos centrales australiennes alimentées au gaz et des dépenses d'investissement de maintien engagées à la centrale de cogénération Ada.

Opérations et soldes avec les parties liées

Opérations avec les parties liées

Les montants comptabilisés à l'égard des opérations avec TransAlta ou des filiales de TransAlta, à l'exception des montants mentionnés à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, se présentent comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Produits tirés des CAÉ de TransAlta	9	9	28	31
Produits tirés des crédits environnementaux ¹	4	4	11	4
Honoraires de remboursement de frais administratifs généraux ²	3	3	13	12
Achats de gaz naturel	4	1	7	2
Frais d'optimisation des actifs ³	1	1	2	2
Charge d'intérêts sur la facilité de crédit et la lettre de crédit et honoraires sur les garanties	—	—	1	1
Produits financiers tirés des placements dans des filiales de TransAlta	19	13	68	31
Produits d'intérêts tirés des billets à ordre à recevoir d'une filiale de TransAlta	1	—	1	2
Charge d'intérêts – emprunt à vue de TEA	2	—	6	—

1) La valeur des crédits environnementaux a été établie selon l'information du marché pour des instruments similaires, y compris les transactions conclues avec des tiers.

2) Les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux sont calculés selon un montant égal à 5 % du BAIIA aux fins de comparaison du trimestre précédent.

3) Une filiale de TransAlta fournit des services de gestion et d'optimisation des actifs à la centrale de cogénération de Sarnia de la société. La centrale de cogénération de Sarnia paie des frais fixes d'environ 0,125 million de dollars par trimestre, en plus des frais variables de 1,6 % de sa marge brute.

Tous ces soldes sont liés à TransAlta ou à ses filiales.

Soldes avec les parties liées

Les soldes avec les parties liées comprennent ce qui suit :

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Créances clients et autres débiteurs	20	39
Créances au titre des contrats de location-financement	7	7
Billets à ordre de Big Level et d'Antrim	19	18
Frais de gestion payés d'avance à long terme	2	2
Placements dans des filiales de TransAlta	1 136	1 087
Dettes fournisseurs et charges à payer	8	11
Dividendes à verser	38	38
Emprunt à vue de TEA	185	195
Lettres de crédit émises par TransAlta au nom de la société ^{1,2}	10	—
Garanties offertes par TransAlta au nom de la société ^{1,2}	377	207
Garantie d'indemnisation offerte par la société à TransAlta ²	551	540

1) Incluent des lettres de crédit et des contrats de garantie liés à l'acquisition du projet de parc éolien Windrise. Se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.

2) Non comptabilisées comme un passif financier dans les états de la situation financière consolidés.

Tous ces soldes sont liés à TransAlta ou à ses filiales.

I. Lettres de crédit

TransAlta a émis des lettres de crédit au nom de la société. Tous les montants à payer par la société au titre des obligations en vertu des contrats auxquels les lettres de crédit se rapportent figurent dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Aucun montant n'a été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

II. Garanties

TransAlta a offert une garantie des coûts de construction liés au projet de parc éolien Windrise acquis le 26 février 2021 par laquelle, à l'achèvement du projet de parc éolien Windrise, si les coûts de construction excèdent le montant de la garantie, TransAlta remboursera à la société jusqu'à 6 millions de dollars, tandis que si les coûts de construction sont en deçà des coûts garantis, la société remboursera à TransAlta jusqu'à 6 millions de dollars. Au 30 septembre 2021, aucun montant n'avait été comptabilisé à cet égard étant donné que la probabilité de réalisation de l'une ou l'autre de ces éventualités était encore indéterminée.

Situation de trésorerie et sources de financement

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit.

Les principales sources de liquidités comprennent les fonds provenant des activités d'exploitation, les marchés financiers et le financement tiré de notre facilité de crédit existante. La société ne prévoit pas de problèmes importants dans le traitement des emprunts jusqu'en 2023 et au-delà selon des modalités satisfaisantes.

Situation financière

Le tableau suivant présente les variations importantes aux soldes de compte tirés des états de la situation financière consolidés intermédiaires non audités du 31 décembre 2020 au 30 septembre 2021 :

(non audité, en millions de dollars)	30 sept. 2021	31 déc. 2020	Augmentation (diminution)	Principaux facteurs expliquant la variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie	240	582	(342)	Calendrier des encaissements et des décaissements et acquisition du projet de parc éolien Windrise et des participations financières dans le parc éolien Skookumchuck et la centrale de cogénération Ada – Se reporter aux rubriques «Flux de trésorerie» et «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.
Créances clients	97	134	(37)	Calendrier des encaissements et des recouvrements et diminution des montants à recevoir au titre des dividendes tirés de placements entre parties liées.
Immobilisations corporelles nettes	1 911	1 617	294	Augmentation attribuable à l'acquisition du projet de parc éolien Windrise et aux ajouts, augmentation des frais de remise en état d'actifs éoliens, en partie contrebalancées par l'amortissement.
Immobilisations incorporelles	95	103	(8)	Diminution attribuable à la dotation aux amortissements.
Placements dans des filiales de TransAlta (y compris la partie courante)	1 136	1 087	49	Augmentation principalement attribuable aux placements dans le parc éolien Skookumchuck et la centrale de cogénération Ada et à une hausse de la juste valeur des actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis, le tout partiellement contrebalancé par une diminution de la juste valeur des actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens et le remboursement de capital sur les actions privilégiées reflét américaines.
Autres actifs (y compris la partie courante)	82	72	10	Augmentation des charges payées d'avance à long terme, principalement en raison de l'acquisition du projet de parc éolien Windrise et des coûts de financement différés, ainsi que des avances sur le billet à ordre du parc éolien de Kent Hills.
Dettes fournisseurs et charges à payer	89	50	39	Calendrier des paiements et charges à payer.
Emprunt à vue de TEA	185	195	(10)	Attribuable essentiellement à l'affaiblissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.
Dettes à long terme et obligations locatives (y compris la partie courante)	665	692	(27)	Diminution en raison des remboursements prévus du principal des obligations sans recours.
Partie courante des passifs sur contrat	12	—	12	Attribuable aux interruptions non planifiées à la centrale alimentée au gaz de Sarnia.
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (y compris la partie courante)	168	51	117	Augmentation surtout attribuable aux révisions des flux de trésorerie estimés des actifs éoliens pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment.
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 087	2 255	(168)	Diminution attribuable aux dividendes sur actions ordinaires et aux autres éléments du résultat global découlant des variations défavorables de la juste valeur, en partie contrebalancés par le résultat net.

Flux de trésorerie

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

	Neuf mois clos les 30 sept.		
	2021	2020	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	582	63	519
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	265	218	47
Activités d'investissement	(388)	50	(438)
Activités de financement	(219)	(307)	88
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	240	24	216

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont augmenté de 47 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison essentiellement de la hausse des produits financiers tirés des placements dans des filiales de TransAlta et de la comptabilisation des produits tirés des crédits environnementaux au premier trimestre de 2021, le tout en partie contrebalancé par une augmentation de la charge d'impôt exigible.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont diminué de 438 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison essentiellement de l'acquisition du projet de parc éolien Windrise, de l'acquisition des participations financières dans le parc éolien Skookumchuck et la centrale de cogénération Ada, de l'acquisition de deux éoliennes au parc éolien Old Man, à proximité du parc éolien Summerview, et d'une augmentation des coûts de construction associés à la poursuite de la construction du projet de parc éolien Windrise. En 2020, la société a reçu un remboursement au titre des billets à ordre d'une filiale de TransAlta ainsi que le produit du rachat partiel des actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable (se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» de notre rapport de gestion de 2020).

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont augmenté de 88 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2020, en raison surtout du fait qu'aucun remboursement n'a été effectué sur la facilité de crédit, contrebalancé par une augmentation des dividendes versés sur actions ordinaires.

Emprunt à vue de TEA, dette et obligations locatives

La valeur comptable de l'emprunt à vue de TEA s'élevait à 185 millions de dollars au 30 septembre 2021, comparativement à 195 millions de dollars au 31 décembre 2020, une diminution attribuable à l'affaiblissement du dollar australien. La dette à long terme et les obligations locatives totalisaient 611 millions de dollars au 30 septembre 2021, comparativement à 639 millions de dollars au 31 décembre 2020, une diminution qui s'explique surtout par les remboursements prévus du principal de la dette amortissable. Le 27 octobre 2021, la société a remboursé à vue à TransAlta Energy (Australia) PTY Ltd un montant de 17 millions de dollars australiens sur le montant en principal de 200 millions de dollars australiens.

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

	Au 30 sept. 2021					
	Limite maximale des facilités	Utilisés			Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts			
Facilité de crédit consentie	700	94	—	606	2025	

¹⁾ Des lettres de crédit de 94 millions de dollars ont été émises de facilités d'emprunt à vue non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur la facilité de crédit consortiale.

Le 30 mars 2021, l'échéance de la facilité de crédit a été prorogée jusqu'au 30 juin 2025. Au 30 septembre 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur la facilité de crédit.

Nous sommes assujettis aux clauses restrictives positives et négatives habituelles liées à la dette et nous les respectons toutes.

Capital social

Au 30 septembre 2021, nous avons environ 266,9 millions d'actions ordinaires émises et en circulation (266,9 millions au 31 décembre 2020). Au quatrième trimestre de 2020, la société a suspendu jusqu'à nouvel ordre son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés.

Au 8 novembre 2021, nous avons environ 266,9 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Litiges, réclamations et éventualités

Pour plus de détails sur les éventualités importantes en cours, se reporter à la rubrique «Situation de trésorerie et sources de financement» de notre rapport de gestion annuel de 2020. Aucune de ces éventualités, individuellement ou dans leur ensemble, ne devrait se traduire par une obligation ayant une incidence défavorable importante sur la société. À l'exception des éléments présentés ci-dessous, aucune modification importante n'a été apportée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021.

I. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes de réseau, et a demandé à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016. L'AUC a approuvé un processus de règlement de factures et les trois règlements prévus ont été reçus. Les deux premières factures ont été réglées avant le premier trimestre de 2021 et la troisième facture a été réglée au deuxième trimestre de 2021. La société s'attend à ce que des factures ajustées soient émises par l'AESO en octobre 2021 et réglées en décembre 2021. L'incidence des factures ajustées est estimée à 0,1 million de dollars.

II. Litige avec FMG

Le placement de la société dans les actifs australiens est effectué au moyen d'une participation financière qui donne droit à des produits financiers après impôts fondés sur le BAIIA des installations sous-jacentes. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Le 2 mai 2021, la société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le procès a été reporté jusqu'à la satisfaction des conditions de règlement. La société prévoit que les conditions seront respectées avant le 31 décembre 2021. La société comptabilise les produits financiers lorsque les distributions sont déclarées sur ses placements dans les actifs australiens, compte tenu des incidences de tout profit éventuel une fois comptabilisé par TransAlta.

III. Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai et le 9 juin 2021, trois incidents distincts à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de l'approvisionnement en vapeur pour ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de l'approvisionnement en vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La société a lancé une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle devrait se terminer vers la fin de l'exercice ou au premier trimestre de 2022. Les résultats de l'enquête permettront de déterminer si des dommages-intérêts prédéterminés sont dus et, le cas échéant, leur montant.

Méthodes et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude.

La durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Pour une description des risques supplémentaires identifiés par suite de la pandémie, se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel 2020.

Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Démantèlement

La société comptabilise une provision au titre des obligations de démantèlement et de remise en état. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement. Au troisième trimestre de 2021, la société a ajusté les flux de trésorerie estimés des actifs éoliens pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment. La meilleure estimation que la société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 113 millions de dollars, ce qui a également entraîné une augmentation des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

En raison de l'augmentation des frais de démantèlement estimés, la valeur comptable d'un actif éolien a excédé sa valeur recouvrable et la société a comptabilisé une dépréciation de 8 millions de dollars à l'égard de cet actif éolien.

Influence notable en vertu des actions privilégiées reflet

En vertu de ses placements en actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis et en actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis, la société détient 3,3 % des droits de vote individuels d'une filiale de TransAlta (19,8 % sur une base cumulative). Dans le cas où aucun dividende sur ces actions privilégiées n'a été versé dans les six mois suivant la date à laquelle la formule de versement aurait fixé le paiement, et pendant la période au cours de laquelle ces montants demeurent impayés, la société aura le droit à elle seule de nommer 12 % des administrateurs de cette filiale (72 % sur une base cumulative).

La société a déterminé qu'elle n'exerce pas une influence notable sur les filiales de TransAlta compte tenu du bloc d'actions avec droit de vote que détient TransAlta. En conséquence, il a été établi que ces placements constituaient des actifs financiers.

Dividendes considérés comme un revenu ou comme un remboursement de capital

La société a exercé son jugement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 pour déterminer si des dividendes constituaient des revenus ou un remboursement de capital, comme suit :

La société touche des dividendes au titre de ses placements en actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens, en actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis et en actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis. Déterminer si, en substance, un dividende représente un remboursement de capital fait largement appel au jugement. La société détermine le montant des dividendes qui représente un remboursement de capital en fonction i) de l'écart, si positif, entre le prix de base des actions et leur juste valeur, à la fin de la période de présentation de l'information financière; et ii) du dividende réel déclaré sur les actions au cours de la période de présentation de l'information financière, selon le montant le moins élevé. Lorsqu'il est déterminé que le dividende représente un remboursement de capital, la valeur comptable du placement connexe est réduite. Au cours des neuf premiers mois de 2021, la société a déterminé qu'une partie du dividende gagné sur les actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis et les actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis constituait un remboursement de capital.

Changements aux méthodes comptables

Modifications comptables de la période considérée

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2021 et de l'adoption anticipée de normes, d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur.

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

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

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

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

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

Changements futurs aux méthodes comptables et aux règlements

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

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Contrats déficitaires – Coût d'exécution du contrat* et des modifications à l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, afin de préciser les coûts qu'une entité doit prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et seront adoptées par la société en 2022. Les modifications s'appliquent aux contrats pour lesquels une entité ne s'est pas encore acquittée de toutes ses obligations à compter de la date d'entrée en vigueur. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

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

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

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

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

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

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

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

Risques et incertitudes

Nos activités nous exposent à divers risques et incertitudes, y compris, mais sans s'y limiter, les modifications de réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et la volatilité des marchés des produits de base. Se reporter aux rubriques «Gestion du risque» et «Contexte d'affaires» de notre rapport annuel 2020 ainsi qu'à la notice annuelle déposée électroniquement à l'adresse www.sedar.com. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020. Les facteurs ci-après peuvent contribuer à ces risques et incertitudes :

Pandémie mondiale de COVID-19

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

De façon générale, nous restons au fait de la situation, notamment des conseils des responsables de la santé publique, afin de nous adapter aux nouvelles recommandations, et de modifier notre réponse et notre approche, au besoin.

Réglementation et législation environnementale

Canada

Plan climatique fédéral

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique intitulé «Un environnement sain et une économie saine» qui énonce la façon dont le gouvernement fédéral prévoit utiliser des politiques, des règlements et du financement pour réaliser la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») du Canada aux termes de l'Accord de Paris. Le plan repose sur trois aspects principaux : l'augmentation des prix du carbone et des obligations relatives au carbone, l'accroissement du financement pour les technologies propres et la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres. Le budget fédéral de 2021 propose d'injecter des sommes importantes pour la mise en œuvre des composantes du plan climatique et d'autres mesures, notamment un possible crédit d'impôt pour les projets de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC). Le 22 avril 2021, le premier ministre Trudeau a revu à la hausse la cible du Canada en matière de réduction des GES, la faisant passer d'ici 2030 de 40 % à 45 % par rapport au niveau de 2005. Le gouvernement a indiqué qu'il consultera les provinces et les acteurs du secteur concernant de nombreuses composantes du plan, ce qui fait perdurer d'importantes incertitudes quant à la forme finale de la réglementation et des autres initiatives connexes. TransAlta poursuit son dialogue avec les autorités gouvernementales en vue de cerner les possibilités et d'atténuer les risques associés au nouveau plan climatique fédéral.

Dans le cadre de son plan climatique, le gouvernement fédéral s'est engagé à mettre en œuvre la carboneutralité d'ici 2050. Lors de la campagne électorale fédérale de 2021, le gouvernement s'est engagé à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035 en adoptant une norme nationale d'électricité propre. Il n'a cependant pas rendu publique la façon dont une telle norme pourrait être structurée. TransAlta interviendra activement auprès du gouvernement fédéral lors de l'élaboration de la nouvelle norme. Cette politique pourrait créer de nouvelles possibilités de mise en valeur de projets d'énergies renouvelables et de stockage d'énergie d'ici 2035.

Tarifification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

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

Le 12 février 2021, le gouvernement fédéral a commencé à planifier une révision du STFR et d'autres aspects de la LTPGES pour 2022. Le 5 juin 2021, le gouvernement fédéral a publié un projet de modifications au règlement de la LTPGES visant à apporter des précisions quant au traitement des chaudières. Si le projet de modifications du règlement est adopté, la précision fournira davantage de certitude en ce qui concerne le traitement touchant les centrales alimentées au gaz au titre du STFR. Le 5 août 2021, le gouvernement fédéral canadien a publié les critères du modèle mis à jour pour les systèmes provinciaux de tarification du carbone, qui entreront en vigueur pour l'année de conformité 2023. TransAlta travaillera en étroite collaboration avec les gouvernements en ce qui concerne la révision, les modifications et les précisions réglementaires.

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

À l'automne 2020, le gouvernement fédéral a confirmé que les NRE respectaient les exigences de la LTPGES et a permis à la province de les substituer au STFR. L'Ontario appliquera les NRE à compter du 1^{er} janvier 2022.

La norme de rendement visant les centrales autonomes de production d'électricité proposée par l'Ontario diffère de la norme de rendement visant les centrales de cogénération. Les centrales de cogénération pourraient ainsi être désavantagées par rapport aux centrales électriques autonomes en ce qui concerne la tarification du carbone, car les avantages liés à l'efficacité de la cogénération n'ont pas été entièrement réalisés. Toutefois, étant donné que les coûts liés au carbone sont transférés aux termes des contrats actuels, les risques associés aux changements apportés aux termes des NRE de l'Ontario sont réduits.

Responsabilité en matière de carboneutralité

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

États-Unis

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

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

Le gouvernement fédéral américain continue d'envisager l'adoption de projets de loi en faveur d'une énergie propre et de programmes incitatifs de crédits d'impôt pour soutenir le déploiement de solutions d'énergie renouvelable et de stockage à batteries, de même que le financement de l'infrastructure de réseau. TransAlta continuera à suivre la situation de près et à tirer parti des possibilités qui s'alignent sur sa stratégie de croissance.

Décret du président Biden sur le risque financier lié aux changements climatiques

Le 25 mai 2021, l'administration Biden a publié un décret qui charge le secrétaire du Trésor de déterminer les risques financiers liés aux changements climatiques pour le gouvernement fédéral et l'économie, et d'élaborer des documents stratégiques qui décrivent les approches à adopter pour faire face aux répercussions des changements climatiques. Ces travaux devraient mener à une présentation plus formelle et plus uniforme des risques liés aux changements climatiques par les entités du secteur public et du secteur privé.

Australie

Il n'y a pas de risques politiques immédiats pour nos actifs australiens visés par des contrats. Notre équipe chargée de la croissance continue de suivre l'évolution de la politique étatique alors que les gouvernements des États australiens cherchent à gérer la fiabilité de leurs réseaux électriques dans le contexte actuel de la mise hors service des centrales au charbon et de la croissance de la production d'énergie renouvelable.

Contrôles et procédures

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»). La direction a examiné les changements résultant des mesures prises en réponse à la COVID-19 et a l'assurance raisonnable que les changements apportés aux processus n'ont pas eu, ou ne sont pas raisonnablement susceptibles d'avoir, une incidence importante sur le CIIF ou les CPCI.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («cadre de travail de 2013») pour évaluer l'efficacité du CIIF de la société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, 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 de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu qu'au 30 septembre 2021, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

Glossaire des termes clés

Actifs australiens – Actifs de production au gaz australiens de 450 MW de TransAlta qui sont opérationnels et font l'objet de contrats à long terme, y compris la centrale de South Hedland de 150 MW, le gazoduc de Fortescue River de 270 kilomètres, la centrale de Parkeston et les quatre centrales de production alimentées au gaz naturel et au diesel qui composent la centrale de Southern Cross Energy.

Actions privilégiées qui reflètent le prêt à terme amortissable – Actions privilégiées d'une filiale de TransAlta qui reflètent les caractéristiques économiques sous-jacentes d'un prêt à terme amortissable que TEA doit rembourser à une autre filiale de TransAlta. Les actions privilégiées reflètent ont été rachetées le 23 octobre 2020.

Actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis – Actions privilégiées de filiales de TransAlta procurant à la société des dividendes cumulatifs à taux variable correspondant plus ou moins aux résultats nets distribuables sous-jacents de la centrale de cogénération Ada.

Actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis – Actions privilégiées de filiales de TransAlta procurant à la société des dividendes cumulatifs à taux variable correspondant plus ou moins aux résultats nets distribuables sous-jacents des parcs éoliens du Wyoming, des parcs éoliens Lakeswind, Big Level, Antrim et Skookumchuck, et de Mass Solar.

Actions privilégiées qui reflètent les flux de trésorerie australiens – Action privilégiées d'une filiale australienne de TransAlta procurant des dividendes cumulatifs à taux variable correspondant plus ou moins aux résultats nets distribuables sous-jacents de TEA ajustés pour tenir compte des frais de gestion, des couvertures de change, des impôts sur le résultat au comptant payés, des dépenses d'investissement de maintien, et d'autres ajustements liés au calendrier.

Alberta Electric System Operator (AESO) – société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

AUC – Alberta Utilities Commission

CAÉ de TransAlta – CAÉ entre TransAlta et la société prévoyant l'achat par TransAlta, pour un prix fixe, de toute l'électricité produite par certaines centrales éoliennes et hydroélectriques. Le prix initial à payer en 2013 par TransAlta pour la production était de 30,00 \$ par MWh pour les centrales éoliennes et de 45,00 \$ par MWh pour les centrales hydroélectriques, montants ajustés annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation.

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

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ) – Contrat d'achat et de vente d'électricité entre un producteur d'électricité et un tiers acquéreur d'électricité.

Contrôles et procédures de communication de l'information (CPCI) – Désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la société dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer à la société que l'information qu'elle doit communiquer dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information de la société.

Convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation – La convention entre TransAlta Corporation et TransAlta Renewables datée du 9 août 2013, dans sa version modifiée, qui décrit les modalités aux termes desquelles TransAlta gère et exploite les centrales dans lesquelles nous détenons une participation financière. En vertu de cette convention, TransAlta s'est vu déléguer le pouvoir général d'administrer et de gérer la société et ses activités d'exploitation.

Crédit compensatoire – Le crédit d'émission de carbone en unités de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone («éq. CO₂») peut être utilisé comme mécanisme de rechange en matière de conformité liée au carbone afin d'éviter les coûts des obligations relatives au carbone prévus dans la réglementation sur les émissions de GES des grands émetteurs. Les crédits sont générés en réalisant un projet de réduction des émissions conformément à une méthode de quantification approuvée par un organisme de réglementation afin d'identifier les réductions des émissions de GES donnant droit à un crédit.

Crédits d'énergie renouvelable (CER) – Tous les droits, titres, participations et avantages se rapportant à un crédit, à un droit de réduction, à un droit de compensation, à un droit de polluer attribué, à un quota d'émissions, à une caractéristique renouvelable ou à d'autres droits exclusifs ou contractuels, qu'ils soient ou non négociables, qui découlent d'un déplacement ou d'une réduction réel ou présumé des émissions ou d'une autre caractéristique environnementale associées à la production de 1 MWh d'énergie électrique dans une centrale utilisant une technologie d'énergie renouvelable accréditée.

Crédits environnementaux – Crédits d'énergie renouvelable et crédits compensatoires de carbone, ou autres instruments pouvant être négociés ou vendus qui représentent les droits de propriété au titre des caractéristiques environnementales, sociales et non énergétiques de la production d'électricité renouvelable pouvant être vendus séparément de l'électricité sous-jacente. Les crédits compensatoires de carbone peuvent être générés volontairement par tout projet qui réduit les émissions de gaz à effet de serre et ne se limitent pas aux énergies renouvelables.

Emprunt à vue de TEA – L'emprunt intersociété de 200 millions de dollars australiens de la société auprès de TEA, émis en octobre 2020 dans le cadre du financement de South Hedland. L'emprunt auprès de TEA est non garanti et payable à vue. Il porte intérêt à 4,32 %, les intérêts étant payables trimestriellement jusqu'à l'échéance le 26 octobre 2022.

Facilité de crédit – Facilité de crédit consortiale externe de 700 millions de dollars pleinement consentie pour quatre ans, venant à échéance en 2025. La facilité est assujettie à diverses clauses restrictives et restrictions courantes qui visent à maintenir l'accès aux engagements de financement.

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

Gigawatt (GW) – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

Honoraires de remboursement de frais administratifs généraux – Honoraires à verser à TransAlta aux termes de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation afin de dédommager TransAlta pour la fourniture de tous les services d'administration généraux pouvant être essentiels ou souhaitables aux fins de la gestion des activités commerciales et des affaires internes de la société.

IFRS – Normes internationales d'information financière

Interruption non planifiée – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

JVAERG – Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, c'est-à-dire un traitement comptable des variations de la juste valeur des instruments dérivés en vertu de l'IFRS 9.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Participations financières aux États-Unis – Les actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales éoliennes et solaires aux États-Unis et les actions privilégiées qui reflètent le résultat et les distributions des centrales au gaz aux États-Unis.

Régime de réinvestissement des dividendes – Le 31 mai 2018, la société a mis en place un régime de réinvestissement des dividendes pour les détenteurs canadiens d'actions ordinaires de la société. À compter du dividende payable le 31 juillet 2018, les actionnaires admissibles pouvaient choisir de réinvestir automatiquement leurs dividendes mensuels dans des actions ordinaires supplémentaires de la société. Au quatrième trimestre de 2020, la société a suspendu jusqu'à nouvel ordre son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés.

South Hedland ou centrale de South Hedland – Centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW située à South Hedland, en Australie-Occidentale.

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

TEA – TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd., une filiale australienne de TransAlta.

TransAlta renewables^{inc.}

TransAlta Renewables Inc.
110 - 12th Avenue S.W.
Box 1900, Station «M»
Calgary (Alberta) Canada T2P 2M1
Téléphone
403.267.7110

Site Web
www.transaltarenewables.com

Registraire et agent des transferts
Société de fiducie Computershare du Canada
600, 530 – 8th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 3S8
Téléphone
Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.564.6253
En dehors de l'Amérique du Nord : 1.514.982.7555

Télécopieur
Sans frais en Amérique du Nord : 1.888.453.0330
En dehors de l'Amérique du Nord : 1.403.267.6529
Site Web
www.computershare.com

Renseignements supplémentaires
Les demandes peuvent être adressées à :
Investisseurs – Demandes de renseignements

Téléphone
1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis
ou 403.267.2520

Courriel
investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements
Sans frais : 1.855.255.9184
ou 403.267.2540
TA_Media_Relations@transalta.com