



TransAlta Corporation
États financiers consolidés
31 décembre 2021

États financiers consolidés

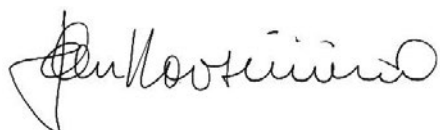
Rapport de la direction

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Les états financiers consolidés et les autres informations financières figurant dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction. Il incombe à la direction de s'assurer que la préparation de ces informations est fondée sur des jugements sûrs, des méthodes et principes comptables pertinents et des estimations raisonnables. La direction s'assure en outre de la cohérence de toutes les informations présentées.

La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Corporation («TransAlta») a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code d'éthique peut être consulté sur le site Web de TransAlta (www.transalta.com). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

Le conseil d'administration (le «conseil») doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne, principalement par l'entremise de son comité d'audit, des finances et des risques (le «comité»). Le comité, qui est entièrement composé d'administrateurs ne faisant pas partie de la direction, examine les états financiers et le rapport annuel et en recommande l'approbation au conseil. Le comité se réunit avec la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes pour s'entretenir des contrôles internes ainsi que de questions d'audit et de présentation de l'information financière. Les auditeurs internes et externes ont librement et pleinement accès au comité. De plus, le comité recommande le cabinet d'auditeurs indépendants dont la nomination doit être entérinée par les actionnaires.



John Kousiniaris

Président et chef de la direction



Todd Stack

Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances

Le 23 février 2022

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Le rapport suivant porte sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation («TransAlta») et est établi par la direction selon les règles 13a-15f et 15d-15f de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934* et le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*.

La direction de TransAlta est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne pertinent à l'égard de l'information financière de TransAlta.

La direction s'est appuyée sur le cadre de travail défini de 2013 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («COSO») pour évaluer l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta. La direction estime que le cadre de travail de 2013 du COSO convient à son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta, car il est objectif, permet des mesures qualitatives et quantitatives raisonnablement cohérentes du contrôle interne de TransAlta, est suffisamment complet pour ne pas exclure les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle interne et s'applique de façon appropriée à une telle évaluation.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances. En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

Conformément aux dispositions du Règlement 52-109 ainsi qu'aux lignes directrices de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la portée de l'évaluation ne comprenait pas les contrôles internes à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord, que la Société a acquis le 5 novembre 2021. Les parcs solaires en Caroline du Nord ont été exclus de l'évaluation par la direction de l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière de la Société au 31 décembre 2021 étant donné que l'acquisition s'est faite peu de temps avant la fin de l'exercice. De plus amples renseignements concernant l'acquisition sont présentés à la note 4 des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Les comptes des parcs solaires en Caroline du Nord inclus dans les états financiers consolidés de 2021 de TransAlta représentaient 2 % de l'actif total et 5 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2021.

Conformément aux Normes internationales d'information financière, TransAlta consolide proportionnellement l'entreprise commune Sheerness Generating Station et comptabilise son placement dans SP Skookumchuck Investment, LLC selon la méthode de la mise en équivalence. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats et entreprises associées. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats et des entreprises associées, elle fait l'objet d'un contrôle interne par TransAlta. La conclusion de la direction à l'égard de l'efficacité du contrôle interne ne porte pas sur les contrôles internes au niveau des opérations des partenariats et des entreprises associées.

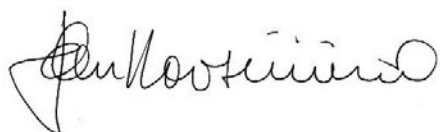
Les comptes des entreprises communes et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence inclus dans les états financiers consolidés de 2021 de TransAlta représentaient 4 % de l'actif total et 10 % des actifs nets de la Société au 31 décembre 2021, de même que 8 % des produits de la Société pour l'exercice clos à cette date.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société à compter du 5 novembre 2021 comprend les contrôles conçus pour pouvoir inclure dans le périmètre de consolidation les résultats des parcs solaires en Caroline du Nord de façon exhaustive et exacte. Outre l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord, aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société survenu au cours de l'exercice visé dans le présent rapport annuel n'a influé de façon significative, ou n'est raisonnablement susceptible d'influer de façon significative, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2021 et a conclu qu'il était efficace.

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., qui a audité les états financiers consolidés de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, a également délivré un rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière dans le cadre des normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



John Kousiniaris
Président et chef de la direction



Todd Stack
Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances

Le 23 février 2022

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransAlta Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2021 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (cadre de 2013) (les «critères COSO»). À notre avis, TransAlta Corporation (la «Société») maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021 selon les critères COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont comprises dans les états financiers consolidés de 2021 de la Société et qui représentaient 4 % de l'actif total et 10 % des actifs nets au 31 décembre 2021, et 8 % des produits pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'entreprise commune Sheerness Generating Station et de la coentreprise SP Skookumchuck Investment, LLC comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes des parcs solaires en Caroline du Nord, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2021 de la Société et qui représentaient 2 % de l'actif total et 5 % des actifs nets au 31 décembre 2021. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des parcs solaires en Caroline du Nord.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), les états de la situation financière consolidés de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2021 et 2020, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2021, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 23 février 2022.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle comprise dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint incombent à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des transactions et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les transactions sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures 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 diminue.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada
Le 23 février 2022

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états de la situation financière consolidés ci-joints de TransAlta Corporation (la «Société») aux 31 décembre 2021 et 2020, et des comptes de résultat consolidés, des états du résultat global consolidés, des états des variations des capitaux propres consolidés et des tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2021, ainsi que les notes annexes (collectivement, les «états financiers consolidés»). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2021 et 2020, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2021, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2021 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (les «critères COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 23 février 2022.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société fondée sur nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquaient notamment la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures qui répondent à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-après sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

Évaluation des actifs à long terme liés à certaines unités génératrices de trésorerie («UGT») du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 G), 2 H), 2 P) I), 7, 18 et 21 des états financiers consolidés, la Société détient des actifs de production éolienne et solaire importants et a comptabilisé un goodwill provenant d'acquisitions passées qui doit faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois par an ou lorsque des indicateurs de dépréciation sont présents. La valeur comptable du goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'élevait à 175 millions de dollars et la valeur comptable des actifs à long terme du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprenait des immobilisations corporelles de 2 304 millions de dollars, des actifs au titre de droits d'utilisation de 64 millions de dollars et des immobilisations incorporelles de 147 millions de dollars au 31 décembre 2021.

Nous avons établi que le calcul de la valeur recouvrable pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire aux fins du test de dépréciation du goodwill et de certaines UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ayant des indicateurs de dépréciation («UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire») aux fins du test de dépréciation des actifs était une question critique de l'audit en raison de l'incertitude importante liée à l'estimation et du jugement exercé par la direction pour déterminer la valeur recouvrable, principalement du fait de la sensibilité des hypothèses importantes aux flux de trésorerie futurs et de l'effet que des variations de ces hypothèses auraient sur la valeur recouvrable. Les estimations comportant un degré élevé de subjectivité comprennent des profils de production, des prix des produits de base, des estimations de coûts et le calcul du taux d'actualisation approprié.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit Nous avons acquis une compréhension du processus suivi par la direction pour estimer la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et des UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles des processus suivis par la Société pour calculer la valeur recouvrable. Nos procédures d'audit pour tester la valeur recouvrable calculée par la Société pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et les UGT du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ayant des indicateurs de dépréciation ont consisté notamment à comparer les hypothèses importantes utilisées pour estimer les flux de trésorerie aux contrats actuels avec des tiers et aux tendances passées et à obtenir des données historiques sur la production d'électricité pour évaluer les prévisions de production future. Nous avons apprécié l'exactitude historique des prévisions de la direction en les comparant aux résultats réels et avons effectué une analyse de sensibilité pour évaluer les hypothèses les plus importantes pour le calcul de la valeur recouvrable. Nous avons évalué les prix futurs des produits de base établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs des produits de base effectuées par des tiers, disponibles en externe. Nous avons également fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer les taux d'actualisation, ce qui a nécessité une analyse comparative des données d'entrée avec les données disponibles sur les marchés.

Évaluation des instruments dérivés de niveau III

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 P) IV), 15 et 25 des états financiers consolidés, la Société est partie à des transactions qui sont comptabilisées à leur juste valeur à titre d'instruments financiers dérivés. L'évaluation des instruments dérivés classés au niveau III repose sur des hypothèses qui ne sont pas facilement observables. Au 31 décembre 2021, la juste valeur des instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III consistait en des actifs nets de gestion du risque de 159 millions de dollars.

L'audit du calcul de la juste valeur des instruments dérivés de niveau III qui se fonde sur des données d'entrée non observables importantes peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant sur les prix futurs des produits de base, les taux d'actualisation, la volatilité, la disponibilité de l'unité et les profils de la demande, et peut fluctuer considérablement selon la conjoncture du marché. Par conséquent, nous avons établi qu'une telle détermination de la juste valeur était une question critique de l'audit.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit Nous avons acquis une compréhension des processus suivis par la Société et nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles internes portant sur la détermination et l'examen des données d'entrée utilisées pour établir les justes valeurs de niveau III. Nos procédures d'audit ont consisté notamment à tester un échantillon de modèles internes d'évaluation d'instruments dérivés de niveau III utilisés par la direction et à évaluer les hypothèses importantes utilisées. Nous avons également comparé les hypothèses de la direction concernant les prix futurs, les ajustements au titre de l'évaluation du crédit et les hypothèses de liquidité à des données de tiers, et nous avons comparé des modalités telles que les volumes et le calendrier aux contrats sur produits de base exécutés. Nous avons comparé les hypothèses sur la disponibilité de l'unité et les profils de la demande aux données historiques. Nous avons effectué une analyse de sensibilité afin d'évaluer les hypothèses les plus importantes pour la détermination de la juste valeur de niveau III. Pour un échantillon d'instruments dérivés de niveau III, nous avons fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer le caractère approprié des taux d'actualisation, en évaluant les hypothèses et méthodes importantes.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons en tant qu'auditeurs de TransAlta Corporation et de ses prédécesseurs depuis 1947.

Calgary, Canada

Le 23 février 2022

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 721	2 101	2 347
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	1 054	805	881
Coûts de conformité liés au carbone	178	163	205
Marge brute	1 489	1 133	1 261
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	511	472	475
Amortissement	529	654	590
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 7)	648	84	25
Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills (note 18)	—	—	(88)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	32	33	29
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	—	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 9)	8	(11)	(49)
Résultats d'exploitation	(239)	(99)	335
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 10)	9	1	—
Produits tirés des contrats de location-financement	25	7	6
Charge d'intérêts nette (note 11)	(245)	(238)	(179)
Profit (perte) de change	16	17	(15)
Profit à la vente d'actifs et autres (notes 4 et 18)	54	9	46
Résultat avant impôts sur le résultat	(380)	(303)	193
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 12)	45	(50)	17
Résultat net	(425)	(253)	176
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(537)	(287)	82
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	112	34	94
	(425)	(253)	176
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(537)	(287)	82
Dividendes sur actions privilégiées (note 28)	39	49	30
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(576)	(336)	52
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	271	275	283
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 27)	(2,13)	(1,22)	0,18

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Résultat net	(425)	(253)	176
Autres éléments du résultat global			
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	37	(11)	(26)
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	(1)	—
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	37	(12)	(26)
Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(14)	(11)	(59)
Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	—	11	21
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(200)	20	61
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	(8)	(110)	(42)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(222)	(90)	(19)
Autres éléments du résultat global	(185)	(102)	(45)
Total du résultat global	(610)	(355)	131
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(693)	(439)	54
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	83	84	77
	(610)	(355)	131

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2020 et recouvrement de 7 millions de dollars en 2019).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 55 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (charge de 8 millions de dollars en 2020 et charge de 16 millions de dollars en 2019).

3) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (recouvrement de 31 millions de dollars en 2020 et recouvrement de 10 millions de dollars en 2019).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie	947	703
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	70	71
Créances clients et autres débiteurs (note 14)	651	583
Charges payées d'avance	29	31
Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	308	171
Stocks (note 17)	167	238
Actifs détenus en vue de la vente (notes 4 et 18)	25	105
	2 197	1 902
Placements (note 10)	105	100
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	185	228
Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	399	521
Immobilisations corporelles (note 18)		
Coût	13 389	13 398
Amortissement cumulé	(8 069)	(7 576)
	5 320	5 822
Actifs au titre de droits d'utilisation (note 19)	95	141
Immobilisations incorporelles (note 20)	256	313
Goodwill (note 21)	463	463
Actifs d'impôt différé (note 12)	64	51
Autres actifs (note 22)	142	206
Total de l'actif	9 226	9 747
Dettes fournisseurs et charges à payer	689	599
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	48	59
Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	261	94
Partie courante des passifs sur contrat (note 5)	19	1
Impôts sur le résultat à payer	8	18
Dividendes à verser (notes 27 et 28)	62	59
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 24)	844	105
	1 931	935
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 24)	2 423	3 256
Titres échangeables (note 25)	735	730
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	779	614
Passifs d'impôt différé (note 12)	354	396
Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	145	68
Passifs sur contrat (note 5)	13	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 26)	253	298
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 27)	2 901	2 896
Actions privilégiées (note 28)	942	942
Surplus d'apport	46	38
Déficit	(2 453)	(1 826)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 29)	146	302
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 582	2 352
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	1 011	1 084
Total des capitaux propres	2 593	3 436
Total du passif et des capitaux propres	9 226	9 747
Engagements et éventualités (note 36)		



Au nom du conseil :

John P. Dielwart
Administrateur

Beverlee F. Park
Administratrice

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés

(en millions de dollars canadiens)

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2019	2 978	942	42	(1 455)	454	2 961	1 101	4 062
Résultat net	—	—	—	(287)	—	(287)	34	(253)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(91)	(91)	—	(91)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(11)	(11)	—	(11)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(50)	(50)	50	—
Total du résultat global				(287)	(152)	(439)	84	(355)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(58)	—	(58)	—	(58)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(49)	—	(49)	—	(49)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(79)	—	—	18	—	(61)	—	(61)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 13)	—	—	—	5	—	5	15	20
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(3)	—	(4)	—	—	(7)	—	(7)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436
Résultat net	—	—	—	(537)	—	(537)	112	(425)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(14)	(14)	—	(14)
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(208)	(208)	—	(208)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	37	37	—	37
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	29	29	(29)	—
Total du résultat global				(537)	(156)	(693)	83	(610)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(51)	—	(51)	—	(51)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(39)	—	(39)	—	(39)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 30)	5	—	8	—	—	13	—	13
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(156)	(156)
Solde au 31 décembre 2021	2 901	942	46	(2 453)	146	1 582	1 011	2 593

1) Se reporter à la note 29 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global. Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Activités d'exploitation			
Résultat net	(425)	(253)	176
Amortissement (notes 18 et 37)	719	798	709
Profit net à la vente d'actifs	(54)	(9)	(45)
Désactualisation des provisions (note 23)	32	30	23
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 23)	(18)	(18)	(34)
Recouvrement d'impôt différé (note 12)	(11)	(85)	(18)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(34)	42	(32)
(Profit latent) perte latente de change	(24)	1	13
Provisions	(41)	9	13
Dépréciation d'actifs (note 7)	648	84	25
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements (note 10)	(5)	(1)	—
Autres éléments sans effet de trésorerie	40	15	(102)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	827	613	728
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 33)	174	89	121
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 001	702	849
Activités d'investissement			
Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 18 et 37)	(480)	(486)	(417)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 20 et 37)	(9)	(14)	(14)
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	(1)	(39)	34
Prêt à recevoir (note 22)	(3)	(5)	(10)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(120)	(32)	(117)
Acquisition de placements (note 10)	—	(102)	—
Investissement dans le gazoduc Pioneer	—	—	(83)
Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 4)	128	—	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	39	6	13
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(6)	2	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	41	17	24
Divers	(16)	(12)	23
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(45)	(22)	32
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(472)	(687)	(512)
Activités de financement			
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (notes 24 et 33)	(114)	(106)	(119)
Remboursement de la dette à long terme (notes 24 et 33)	(92)	(489)	(96)
Émission de dette à long terme (note 24)	173	753	166
Émission de titres échangeables (note 25)	—	400	350
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 27)	(48)	(47)	(45)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 28)	(39)	(39)	(40)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 27)	(4)	(57)	(68)
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires	8	—	—
Profits réalisés sur les instruments financiers	3	3	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 13)	(156)	(97)	(106)
Diminution des obligations locatives (notes 24 et 33)	(8)	(25)	(21)
Frais de financement et autres	(4)	(11)	(35)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(1)	(13)	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(282)	272	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	247	287	323
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(3)	5	(1)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	244	292	322
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	703	411	89
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	947	703	411
Impôts au comptant payés	57	36	35
Intérêts au comptant payés	220	201	185

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

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

1. Renseignements sur la Société

A. Description des activités

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

I. Secteurs de production

Au quatrième trimestre de 2021, la Société a réaligné ses secteurs opérationnels afin qu'ils reflètent davantage un changement dans la manière dont le président et chef de la direction de TransAlta (le principal décideur opérationnel) examine l'information financière afin d'affecter les ressources et d'évaluer le rendement. Les principaux changements comprennent l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz naturel ont été incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur : «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire. Ce changement cadre davantage avec la stratégie à long terme de la Société et reflète son plan de croissance de l'électricité propre.

Les quatre secteurs de production de la Société sont : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique. Auparavant, les six secteurs de production étaient : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz en Amérique du Nord, Gaz en Australie, Énergie thermique en Alberta et Centralia. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, et exerce des activités minières connexes ainsi que des activités liées à des gazoducs au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend les résultats financiers, sur une base proportionnelle, de notre placement dans SP Skookumchuck Investment, LLC. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services auxiliaires.

Les résultats sectoriels comparatifs pour 2020 et 2019 ont été retraités afin de refléter les secteurs opérationnels de 2021.

II. Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits et son résultat du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. Le secteur Commercialisation de l'énergie n'a subi aucune modification.

Le secteur Commercialisation de l'énergie gère la capacité de production disponible de même que les besoins en combustible et en transport des secteurs de production au moyen de contrats de diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Commercialisation de l'énergie est également responsable des décisions prises en matière d'optimisation du portefeuille. Les résultats de ces activités d'optimisation sont inclus dans chaque secteur de production.

III. Secteur Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres comprend les fonctions financière, juridique et administrative, l'expansion de l'entreprise, ainsi que les relations avec les investisseurs de la Société. Les activités et les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées. Depuis 2020, le segment Siège social et autres comprend également le placement dans EMG International, LLC («EMG»), une entreprise de traitement des eaux usées.

B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»).

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les instruments financiers, qui sont évalués à la juste valeur, comme il est expliqué dans les méthodes comptables suivantes.

Le conseil de TransAlta a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 23 février 2022.

C. Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la Société est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et qu'elle a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'elle détient sur celle-ci. Les filiales préparent les états financiers pour la même période de présentation de l'information financière et selon les mêmes méthodes comptables que la société mère.

2. Méthodes comptables significatives

La Société a révisé les méthodes comptables communiquées conformément aux modifications à l'IAS 1, afin de fournir des informations significatives sur ses méthodes comptables plutôt que ses principales méthodes comptables. Selon la définition du terme « significatif » que la direction a utilisée pour juger des informations à fournir, une information est significative si son omission ou son inexactitude pourrait influencer les décisions que les utilisateurs prennent en se fondant sur l'information financière.

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

I. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs environnementaux et de sous-produits de la production d'électricité. La Société évalue si les contrats qu'elle conclut répondent à la définition d'un contrat conclu avec un client à la passation du contrat et sur une base continue s'il y a une indication de changements importants dans les faits et les circonstances. Les produits des activités ordinaires sont évalués en fonction du prix de transaction spécifié dans un contrat conclu avec un client. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client. Dans le cas de certains contrats, les produits des activités ordinaires peuvent être comptabilisés au montant facturé, tel que le permet la mesure de simplification liée au moment de la facturation, si ce montant correspond directement à la prestation de la Société à la date considérée. La Société exclut des produits des activités ordinaires les montants perçus pour le compte de tiers.

Obligations de prestation

S'il est distinct, chaque bien ou service promis est comptabilisé séparément à titre d'obligation de prestation. Les contrats de la Société peuvent contenir plus d'une obligation de prestation.

Prix de transaction

La Société répartit le prix de transaction stipulé dans le contrat entre chacune des obligations de prestation. Le prix de transaction attribué aux obligations de prestation peut comprendre une contrepartie variable. La contrepartie variable est incluse dans le prix de transaction pour chaque obligation de prestation lorsqu'il est hautement probable qu'un ajustement à la baisse important du montant cumulé des produits des activités ordinaires ne se produira pas. La contrepartie variable est évaluée à chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si la limitation a été levée. La contrepartie comprise dans certains contrats conclus entre la Société et les clients est essentiellement variable, et peut comprendre à la fois la variabilité de la quantité et celle du prix, notamment : les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des volumes de production futurs, lesquels dépendent de la demande de la clientèle et du marché ou de la capacité opérationnelle de la centrale; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires du coût variable de la production d'énergie; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des prix du marché; et les produits des activités ordinaires peuvent être assujettis à divers indices et indexations.

Lorsqu'un contrat renferme plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Comptabilisation

La nature, le moment de la comptabilisation des obligations de prestation remplies et les modalités de paiement des biens et des services fournis par la Société sont décrits ci-dessous :

Biens et services	Description
<i>Capacité</i>	La capacité représente la disponibilité d'un actif pour fournir des biens ou des services. Les clients paient généralement pour se prévaloir de la capacité pour chaque période définie (c.-à-d. mensuelle) selon un montant représentatif de la disponibilité de l'actif pendant cette période. Les obligations de fournir de la capacité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon une méthode d'évaluation fondée sur le temps écoulé. Les contrats de capacité sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Contrats d'électricité</i>	La vente d'électricité sous contrat fait référence à la livraison d'unités d'électricité à un client aux termes d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison d'électricité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les mégawattheures). Les contrats d'électricité sont généralement de nature à long terme, et les paiements sont généralement reçus sur une base mensuelle.
<i>Énergie thermique</i>	L'énergie thermique désigne la livraison d'unités de vapeur à un client en vertu d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison de vapeur sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les gigajoules). Les contrats d'énergie thermique sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Attributs environnementaux</i>	Les attributs environnementaux désignent la délivrance de certificats d'énergie renouvelable, de caractéristiques écologiques et d'autres éléments semblables. Les clients peuvent conclure un contrat visant des attributs environnementaux en même temps que l'achat d'électricité, auquel cas le client paie les attributs dans le mois suivant la livraison de l'électricité. Sinon, les clients paient à la livraison des attributs environnementaux. L'obligation de livrer des attributs environnementaux est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison.
<i>Sous-produits de la production</i>	Les sous-produits de la production désignent la vente de sous-produits découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales de la Société alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis et la vente de charbon à des tiers. L'obligation de livrer des sous-produits est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. Les paiements sont reçus lorsque la livraison a été effectuée.

Un passif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société reçoit une contrepartie avant que l'obligation de prestation ne soit remplie. Un actif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société a droit à une contrepartie parce qu'elle a rempli son obligation de prestation avant d'avoir envoyé la facture au client. La Société comptabilise séparément comme une créance ses droits inconditionnels à une contrepartie. Les actifs sur contrat et les créances clients sont évalués à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer s'il existe une indication objective de dépréciation.

II. Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

Produits tirés des activités de détail

Les produits tirés de la vente de capacité non visée par des contrats (c'est-à-dire des activités de détail) comprennent les paiements d'énergie, au cours du marché, pour chaque MWh produit et sont comptabilisés à la livraison.

Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Lorsque les modalités du contrat font en sorte que le client assume les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sous-jacent, l'accord est considéré comme un contrat de location-financement, ce qui donne lieu à la comptabilisation de produits. Lorsque la Société conserve les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat.

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. La Société conclut également

des contrats fondés sur les écarts et des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») virtuels. Les contrats fondés sur les écarts constituent des contrats financiers en vertu desquels la Société reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh. Les CAÉ virtuels constituent des contrats en vertu desquels la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du marché établi. Ces contrats constituent des instruments dérivés optionnels et un jugement est exercé pour déterminer si le contrat satisfait à l'exemption «pour utilisation par l'entité» ou si le traitement comptable des instruments dérivés doit être appliqué.

Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur comptabilisée initialement et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur le résultat net de la période au cours de laquelle les variations se produisent et sont présentées à leur montant net dans les produits des activités ordinaires. Les justes valeurs des instruments en cours à la fin de la période représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

B. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Classement et évaluation

L'IFRS 9 a introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

Les fonds reçus aux termes d'accords de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à titre de dette à long terme. Ces accords sont utilisés aux États-Unis lorsque des investisseurs acquièrent une participation dans l'entité responsable du projet et, en contrepartie de leur investissement, se voient attribuer la quasi-totalité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux (tels que les crédits d'impôt à la production, les crédits d'impôt à l'investissement, l'amortissement fiscal accéléré, selon le cas) jusqu'à ce qu'ils aient atteint le taux de rendement cible convenu. Une fois ce taux atteint, l'accord est inversé, la Société recevant alors la majorité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux. À ce moment-là, le financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux («financement donnant droit à des avantages fiscaux») sera classé comme une participation ne donnant pas le contrôle. En appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif aux financements donnant droit à des avantages fiscaux, la Société a choisi de comptabiliser l'incidence des attributs fiscaux dans la charge d'intérêts nette.

La Société a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, au risque de taux d'intérêt et au risque de change, y compris des swaps financiers à prix fixe, des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme, des contrats de change à terme et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

Les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle les contrats dérivés sont conclus et sont par la suite réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé immédiatement dans le résultat net, à moins que le dérivé ne soit désigné et efficace comme instrument de couverture, auquel cas le moment de la comptabilisation dans le résultat net dépend de la nature de la relation de couverture.

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés qui ne sont pas des actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 (p. ex., des passifs financiers) sont comptabilisés distinctement comme des dérivés lorsqu'ils répondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des

contrats hôtes et que les contrats hôtes ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des contrats hybrides qui contiennent des hôtes d'actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 ne sont pas séparés des contrats hôtes et l'ensemble du contrat est évalué à la juste valeur par le biais du résultat net ou au coût amorti, selon le cas.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les actifs financiers sont également décomptabilisés lorsque la Société a transféré ses droits de recevoir des flux de trésorerie générés par ces actifs ou qu'elle a l'obligation de payer les flux de trésorerie reçus à un tiers en vertu d'un contrat de transfert de flux de trésorerie, et qu'elle a transféré soit la quasi-totalité des risques et des avantages des actifs, soit le contrôle. TransAlta continuera de comptabiliser les actifs et tout passif associé si elle conserve la quasi-totalité des risques et avantages des actifs, ou conserve le contrôle de ces actifs. L'étendue du lien conservé prenant la forme d'une garantie visant les actifs transférés est évaluée au moins élevé de la valeur comptable initiale des actifs ou du montant maximal de la contrepartie que TransAlta pourrait être tenue de rembourser.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés, et le montant net est présenté dans les états de la situation financière consolidés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La Société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

TransAlta comptabilise une correction de valeur pour pertes de crédit attendues pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. La correction de valeur pour pertes d'un actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale ou si l'actif financier est déprécié dès son acquisition ou sa création. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir.

Pour les créances clients, les créances locatives et les actifs sur contrat comptabilisés selon l'IFRS 15, TransAlta utilise une méthode simplifiée pour évaluer la correction de valeur pour pertes. Par conséquent, la Société ne fait pas le suivi des variations du risque de crédit, mais comptabilise plutôt une correction de valeur pour pertes au montant des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à chaque date de clôture.

L'évaluation des pertes de crédit attendues est établie à la lumière des résultats passés et est ajustée en fonction de l'information de nature prospective. L'information prospective utilisée comprend les taux de défaillance de tiers au fil du temps, selon les cotes de crédit.

II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la Société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger.

Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielles décrivant la relation de couverture et si la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

La Société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ne sont pas satisfaits ou que la Société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

Couvertures de la juste valeur

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net.

Au titre des couvertures de la juste valeur liées aux éléments comptabilisés au coût amorti, tout ajustement de la valeur comptable est amorti par le biais du résultat net sur la durée résiduelle de la couverture selon la méthode du taux d'intérêt effectif («TIE»). L'amortissement selon la méthode du TIE peut démarrer dès qu'un ajustement est apporté, mais doit commencer au plus tard lorsque l'élément couvert cesse d'être ajusté pour prendre en compte les variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert.

Si l'élément couvert est décomptabilisé, la juste valeur non amortie est immédiatement comptabilisée dans le résultat net.

Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. La réserve de couverture de flux de trésorerie est ajustée au moins élevé du cumul des profits et pertes sur l'instrument de couverture et du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert.

Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global doivent y rester si les flux de trésorerie futurs couverts sont toujours susceptibles de se réaliser. Autrement, le montant sera immédiatement reclassé en résultat net à titre d'ajustement de reclassement. Après la cessation de la comptabilité de couverture, une fois que les flux de trésorerie couverts se sont produits, tout montant restant dans les autres éléments du résultat global doit être comptabilisé selon la nature de la transaction sous-jacente.

Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les justes valeurs connexes sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

C. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

D. Stocks

I. Combustible

Le solde des stocks de la Société est constitué de combustibles tels que le charbon et le gaz naturel, qui sont évalués au plus faible du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks de charbon produits en interne est établi à l'aide de la méthode du coût complet, lequel comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants. Les stocks de charbon disponibles tendent à augmenter au cours des deuxième et troisième trimestres en raison des conditions climatiques favorables et d'une baisse de la production d'électricité pendant les périodes d'entretien. Par suite du nombre limité d'étapes de traitement nécessaires pour extraire le charbon et le préparer en vue de la consommation et de sa valeur unitaire relativement basse, la direction ne fait pas de distinction entre les produits en cours de production et le charbon disponible à la consommation. Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants.

II. Commercialisation de l'énergie

Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Commercialisation de l'énergie à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les variations de la juste valeur diminuée des coûts de sortie sont comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle la variation survient.

III. Pièces, matériaux et fournitures

Les pièces, les matériaux et les fournitures sont comptabilisés au moindre du coût, évalué au coût moyen mobile, et de la valeur nette de réalisation.

IV. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont comptabilisés dans les stocks au coût. Ceux qui ont été achetés aux fins d'utilisation par la Société sont comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Pour les crédits d'émission qui ne sont pas habituellement fongibles, la Société comptabilise les crédits en utilisant la méthode d'identification spécifique. Les crédits consentis à TransAlta ou générés en interne sont comptabilisés à une valeur nulle. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon les meilleures estimations du montant requis par la Société pour régler l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont comptabilisés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les crédits et quotas d'émission détenus à des fins de transaction qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisés selon la méthode de la juste valeur. Autrement, ils sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

E. Immobilisations corporelles

L'investissement de la Société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement ou de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable. Le coût des pièces de rechange importantes est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié est effectué à intervalles réguliers. Les travaux d'entretien d'envergure planifiés comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés au titre des activités d'entretien d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure. Les dépenses de remplacement de composantes engagées dans le cadre de travaux d'entretien d'envergure sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.

Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

Un élément ou une composante des immobilisations corporelles est décomptabilisé au moment de la cession ou lorsqu'aucun avantage économique n'est attendu de son utilisation ou de sa cession. Tout profit ou toute perte découlant de la décomptabilisation est inclus dans le résultat net au moment de la décomptabilisation de l'actif. La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles sont amorties à partir du moment où l'actif est prêt à être utilisé, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Les pièces de rechange désignées comme essentielles pour assurer le fonctionnement continu d'une centrale en particulier sont amorties sur la durée d'utilité de la centrale, même si la pièce n'est pas en service. Les autres pièces de rechange sont amorties à partir du moment où elles sont mises en service. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, généralement selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité résiduelle estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

Production d'énergie hydroélectrique	De 2 ans à 51 ans
Production d'énergie éolienne	De 2 ans à 30 ans
Production d'énergie au gaz	De 2 ans à 36 ans
Transition énergétique	De 2 ans à 16 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	De 2 ans à 51 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction. Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt incorporés dans le coût de l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

F. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées séparément du goodwill à leur juste valeur à la date de l'acquisition. Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût. Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de mise en valeur sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente ou aux avantages économiques futurs probables de l'immobilisation incorporelle.

Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement imputables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant. L'amortissement est compris dans les postes Amortissement et Coûts du combustible et des achats d'électricité des comptes de résultat consolidés.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés annuellement, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles se composent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs fixes plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité résiduelle estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 2 ans à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 1 an à 19 ans

G. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles, à l'exception du goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice que les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée ont subi une perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats d'exploitation projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la Société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une dépréciation. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une dépréciation possible. Plutôt, une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque la Société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la Société font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, la Société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle l'actif appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les prix récents des transactions sont pris en compte dans le calcul de la juste valeur. Si aucune pareille transaction ne peut être relevée, un modèle d'évaluation approprié comme l'actualisation des flux de trésorerie est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession in fine. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT, une imputation pour dépréciation d'actifs est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient est estimée et, si la valeur recouvrable a augmenté, l'imputation pour dépréciation

comptabilisée antérieurement est reprise. Si une imputation pour dépréciation est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune imputation pour dépréciation n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une imputation pour dépréciation est comptabilisée en résultat net.

H. Goodwill

Le goodwill généré lors d'un regroupement d'entreprises est comptabilisé à titre d'actif à la date de la prise de contrôle. Le goodwill est évalué comme le coût d'une acquisition majoré du montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (le cas échéant), diminué de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge identifiables connexes.

Le goodwill n'est pas amorti, mais doit plutôt faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si une analyse des événements ou de la situation indique qu'il pourrait y avoir eu une perte de valeur. Un changement important de la situation financière de l'UGT, ou des groupes d'UGT, à laquelle se rapporte le goodwill ou des tendances sectorielles ou économiques négatives importantes sont des signes possibles. Pour les besoins des tests de dépréciation, le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT de la Société qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Par conséquent, la Société effectue son test de dépréciation, dans le cadre duquel la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à leur valeur comptable, pour chaque secteur opérationnel. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une imputation pour dépréciation est immédiatement comptabilisée en résultat net, d'abord en réduisant la valeur comptable du goodwill, puis en diminuant la valeur comptable des autres actifs de l'unité. Une imputation pour dépréciation comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

I. Impôts sur le résultat

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporaires). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'avantage prévu au titre de crédits d'impôt et de pertes fiscales pouvant faire l'objet d'un report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les crédits d'impôt et les pertes fiscales. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporaires se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité au résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités aux autres éléments du résultat global ou directement aux capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé. Les actifs d'impôt différé non comptabilisés sont réévalués chaque date de clôture et sont comptabilisés dans la mesure où il est devenu probable que le résultat imposable futur permettra de recouvrer l'actif d'impôt différé.

Pour les différences temporaires imposables liées à des participations dans des filiales, un passif d'impôt différé doit être comptabilisé, sauf dans la mesure où la Société est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporaire se résorbera et s'il est probable que la différence temporaire ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

Les impôts au comptant payés présentés dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés comprennent les impôts sur le résultat et les impôts payés relativement à l'impôt de la partie VI.1 au Canada pour la période.

J. Avantages futurs du personnel

La Société offre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Le coût des services rendus selon les régimes à prestations définies est établi au moyen de la méthode des unités de crédit projetées au prorata des services. Le coût financier net est déterminé en appliquant le taux d'actualisation au passif net au titre des prestations définies. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies et du coût financier net est déterminé à l'aide des taux de rendement du marché à la fin de la période des obligations de sociétés de qualité investissement ayant une monnaie et une durée correspondant à la monnaie et à la durée estimées des obligations au titre des prestations. Les réévaluations, notamment les écarts actuariels et le rendement des actifs des régimes (compte non tenu des intérêts nets), sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se sont produites. Les écarts actuariels découlent des ajustements liés aux résultats passés et des changements au titre des hypothèses actuarielles. Les réévaluations ne sont pas reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net au cours des périodes subséquentes.

Les profits ou les pertes découlant de la réduction ou de la liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la réduction ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages sociaux donne lieu à une réduction ou à une liquidation d'obligations, la réduction est comptabilisée avant la liquidation.

Pour déterminer si le financement minimum prescrit par la loi pour les régimes de retraite à prestations définies de la Société entraîne la comptabilisation d'un passif additionnel, la Société fournit des lettres de crédit à titre de sûreté qui ont pour effet de diminuer les exigences liées au financement. Aucun passif additionnel n'a été comptabilisé à cet égard.

Les cotisations exigibles aux termes de régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées à titre de passif et de charge au cours de la période où les services sont rendus.

K. Provisions

Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la Société devra régler l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite peut découler des actions de l'entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a, par conséquent, créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé en provision doit être la meilleure estimation des dépenses requises pour le règlement de l'obligation actuelle et être réévalué à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actualisée au moyen d'un taux d'intérêt ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché.

La Société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la Société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actualisée lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la Société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La Société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 E)), dans la mesure où l'immobilisation corporelle connexe est toujours utilisée. Lorsque l'immobilisation corporelle connexe a atteint la fin de sa durée d'utilité, les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état sont comptabilisées en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette. Si la Société prévoit recevoir d'un tiers le remboursement d'une partie des coûts de démantèlement futurs, le remboursement est traité comme un actif distinct si la Société a la quasi-certitude de recevoir ce remboursement. Les obligations en matière de démantèlement et de remise en état pour les mines de charbon sont contractées au fil du temps, à mesure que de nouveaux sites sont exploités, et une partie de la provision est réglée au fil du temps, à mesure que les sites sont remis en état, avant la restauration définitive des lieux. Les frais de restauration des lieux pour les biens miniers sont comptabilisés selon le mode des unités de production.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions à la fin de la période du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette.

L. Contrats de location

Selon l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

Preneur

La Société conclut des contrats de location à l'égard de terrains, de bâtiments et locaux pour bureaux, de véhicules ainsi que de machines et de matériel pour les sites. Pour tous les contrats répondant à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 dans lesquels la Société intervient en tant que preneur et qui ne sont pas exemptés en tant que contrats de location à court terme ou contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société :

- comptabilise les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives dans les états de la situation financière consolidés;
- comptabilise l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation et la charge d'intérêts sur les obligations locatives dans les comptes de résultat consolidés;
- comptabilise les remboursements de principal sur les obligations locatives à titre d'activités de financement et les paiements d'intérêts sur les obligations locatives à titre d'activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

Pour les contrats de location à court terme ou les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société comptabilise les paiements de loyers en tant que charges d'exploitation.

Les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et de l'actif au titre du droit d'utilisation, et sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle se produit l'événement ou la situation qui est à l'origine de ces paiements.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués initialement au montant de l'obligation locative, ajusté des paiements versés à la date de début ou avant cette date et majoré des coûts directs initiaux engagés et d'une estimation des coûts qui devront être engagés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise du bien sous-jacent dans son état ou pour la restauration du lieu, déduction faite des incitatifs à la location reçus.

Les obligations locatives sont évaluées initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, calculée au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite du contrat. L'obligation locative est réévaluée en cas de changement dans les paiements de loyers futurs en raison d'une variation d'un indice ou d'un taux, ou en cas de changement dans l'estimation ou l'appréciation par la Société de son intention d'exercer une option de prolongation, de résiliation ou d'achat. Un ajustement correspondant est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

La durée du contrat de location comprend les intervalles de temps visés par toute option de prolongation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer et par toute option de résiliation du contrat de location qu'elle a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis sur la plus courte de la durée du contrat de location et de la durée d'utilité du bien sous-jacent. Si le contrat de location a pour effet de transférer la propriété du bien sous-jacent ou si le coût de l'actif au titre du droit d'utilisation prend en compte l'exercice futur d'une option d'achat par la Société, l'actif au titre du droit d'utilisation relatif est amorti sur la durée d'utilité du bien sous-jacent.

La Société a choisi d'adopter la mesure de simplification qui permet au preneur de ne pas séparer les composantes non locatives, mais plutôt de comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante, de nature locative.

Bailleur

Les CAÉ et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit de contrôler l'utilisation de cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité.

Quand la Société sous-loue la totalité ou une partie d'un actif qu'elle loue et à l'égard duquel elle demeure le débiteur principal en vertu du contrat de location, elle comptabilise séparément le contrat de location principal et le contrat de sous-location. Le contrat de sous-location est classé comme un contrat de location-financement par rapport à l'actif au titre du droit d'utilisation issu du contrat de location principal.

M. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent des regroupements d'entreprises où la Société détient une participation inférieure à 100 %. Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées initialement à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle au titre des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. La Société décide au cas par cas quelle méthode d'évaluation elle doit utiliser. Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent également découler d'un accord contractuel conclu entre la Société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans une filiale, et la Société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

N. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. La Société est partie à deux catégories de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises.

Les entreprises communes impliquent que les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits à l'égard des actifs et des obligations au titre des passifs se rapportant à celle-ci. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de l'entreprise commune. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune.

Dans les coentreprises, les coentrepreneurs n'ont aucun droit à l'égard des actifs ou des obligations de la coentreprise. Chaque coentrepreneur a plutôt des droits sur l'actif net du partenariat. La Société présente sa participation dans les coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de la coentreprise après la date d'acquisition. L'incidence des transactions entre la Société et les coentreprises est éliminée en fonction de la participation de la Société. Les distributions reçues des coentreprises réduisent la valeur comptable du placement. Tout excédent du coût d'une acquisition moins la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés d'une coentreprise est comptabilisé à titre de goodwill, est inclus dans la valeur comptable du placement et doit être soumis à un test de dépréciation en tant que partie intégrante du placement.

Les placements dans les coentreprises sont soumis à un test de dépréciation à chaque date de clôture en évaluant d'abord s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une imputation pour dépréciation est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

O. Regroupements d'entreprises

Les transactions qui constituent l'acquisition d'une entreprise sont comptabilisées au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs identifiables acquis et les passifs repris sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Une entreprise se compose d'entrées et de processus, appliqués à ces entrées, qui ont la capacité de contribuer à la création de sorties. Le goodwill correspond à l'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée moins la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs identifiables repris. Les frais liés à l'acquisition aux fins du regroupement d'entreprises, à l'exception des coûts d'émission de titres d'emprunt ou de capitaux propres, sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Le test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur est appliqué transaction par transaction pour simplifier l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Lorsque la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires, la Société peut choisir de traiter l'acquisition comme une acquisition d'actifs au lieu d'un regroupement d'entreprises.

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

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la Société, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financière de la Société. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux mesures qui en résultent sont décrits ci-après :

I. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une imputation pour dépréciation existe ou qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'information au titre des transactions de tiers pour des actifs similaires est utilisée et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisées. La valeur d'utilité est calculée au moyen de la valeur actualisée des estimations les plus probables de la direction à l'égard des flux de trésorerie futurs selon l'utilisation actuelle et l'état existant de l'actif.

Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées à l'égard des prix de vente, des coûts des produits vendus, de la production, de la consommation de combustible, des dépenses d'investissement, des coûts de mise hors service, et des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée de vie des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où la centrale est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle des installations.

Les taux d'actualisation sont établis en utilisant le coût moyen pondéré du capital, lequel repose sur des hypothèses relatives à la structure du capital, au coût des capitaux propres et au coût de la dette en fonction de sociétés comparables présentant des caractéristiques de risque et de données observables de marché similaires à celles de l'immobilisation, de l'UGT ou du groupe d'UGT faisant l'objet de tests. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur la perte de valeur estimée, laquelle incidence pourrait être importante.

L'établissement des UGT ou des groupes d'UGT aux fins du test de dépréciation de l'actif et du goodwill peut également influencer sur le résultat du test. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs, et le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition qui a donné lieu au goodwill. L'affectation du goodwill est réévaluée lorsque la composition des secteurs, des UGT ou des groupes d'UGT change. Pour l'établissement des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. La Société évalue les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que ses propres plans et pratiques en matière de gestion du risque lié au prix des produits de base pour choisir les points à analyser.

Pour ce qui est de l'affectation ou de la réaffectation du goodwill, il faut beaucoup de jugement pour évaluer les synergies et leurs incidences. Il existe également des seuils minimums relativement aux activités de sectorisation et de surveillance interne. Dans le cadre de cet exercice, la Société évalue les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, son organisation fonctionnelle et son potentiel de croissance future, et examine ses propres processus d'évaluation du rendement. De l'information sur les jugements et estimations importants relatifs à la dépréciation dans la période de 2019 à 2021 est présentée aux notes 7, 18 et 21.

II. Contrats de location

Pour déterminer si les contrats de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si le contrat procure au client le droit à la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location et s'il confère au client le droit de décider de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer la durée du contrat de location en évaluant si l'exercice des options de résiliation et de prolongation est raisonnablement certain. L'exercice du jugement est également nécessaire pour déterminer les paiements fixes en substance (inclus) et les paiements variables qui sont fonction de facteurs d'utilisation ou du rendement (exclus) et pour déterminer les composantes locatives et les composantes non locatives du contrat (services reçus du fournisseur) et affecter les paiements liés aux contrats aux composantes locatives et aux composantes non locatives.

Pour les contrats de location dont le bailleur est la Société, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la Société, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

III. Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la Société exerce ses activités. Le processus suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la Société sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits. La direction utilise les prévisions à long terme de la Société pour évaluer le recouvrement des actifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'évaluations et de traitements différents des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Se reporter à la note 12 pour en savoir plus sur les incidences des politiques fiscales de la Société.

IV. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. La juste valeur est classée d'après une hiérarchie à trois niveaux, qui est présentée et décrite de manière plus détaillée à la note 15. Les justes valeurs de certains instruments financiers et dérivés sont classées dans le niveau III, car ceux-ci ne sont pas négociés par la Société sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles et nécessitent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes pour établir la juste valeur.

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

Lorsque la Société conclut des contrats d'achat ou de vente d'éléments non financiers, comme certains produits de base, et que ces contrats peuvent faire l'objet d'un règlement net en trésorerie, la Société doit faire preuve de jugement pour évaluer s'ils ont été conclus et sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison du produit de base, selon les besoins prévus de la Société en matière d'achat, de vente ou d'utilisation (c'est-à-dire, des besoins d'achat ou de vente normaux). Si cette affirmation ne peut être étayée, d'abord à la passation du contrat et sur une base continue, les contrats doivent être comptabilisés à titre de dérivés et évalués à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Pour étayer l'affirmation concernant les besoins d'achat ou de vente normaux, la Société tient compte de la nature des contrats, des besoins prévus en matière d'offre et de demande relativement aux contrats et de sa pratique de régler les montants nets de contrats similaires en trésorerie, ce qui peut entacher l'affirmation

concernant les besoins d'achat ou de vente normaux. La Société conclut également des CAÉ et des contrats fondés sur les écarts, et un jugement est exercé pour déterminer si le contrat satisfait à l'exemption «pour utilisation par l'entité» ou si le traitement comptable des instruments dérivés doit être appliqué.

V. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce qu'il soit probable que la construction d'une installation ou l'acquisition d'un placement ait lieu, lorsqu'il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis créeront de la valeur pour la Société. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les autres actifs. Le caractère approprié de l'inscription à l'actif de ces coûts est évalué chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables ou de projets dont le moment de la mise en œuvre est incertain sont passés en charges. La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société, dans le cadre de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7.

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

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 K) et à la note 23. 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. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision. De l'information sur les jugements et estimations importants de la Société en 2021 relativement à la provision au titre du démantèlement et de la remise en état est présentée aux notes 7 et 23.

VII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée. De l'information sur les changements apportés à la durée d'utilité des installations est fournie à la note 18.

VIII. Avantages futurs du personnel

La Société offre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire, à ses employés. Le coût de ces prestations dépend de nombreux facteurs, y compris des résultats réels et des estimations et hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

- Des données démographiques sur les employés, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes
- Les effets des changements aux dispositions des régimes
- Les changements d'hypothèses actuarielles importantes, notamment les salaires, l'augmentation des coûts des soins de santé et les taux d'actualisation

En raison de la complexité de l'évaluation des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, un changement au titre de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes. Ces hypothèses sont examinées tous les ans afin d'assurer qu'elles sont toujours appropriées. Se reporter à la note 31 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

IX. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, la Société comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les poursuites en instance et les réclamations pour cause de force majeure. Ces provisions et changements subséquents qui peuvent leur être apportés sont déterminés selon la meilleure estimation de la Société de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence des estimations formulées par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé. Pour en savoir plus sur les autres provisions, se reporter aux notes 9 et 23.

X. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Lorsque les contrats renferment plusieurs promesses de fourniture de biens et de services, la direction exerce son jugement pour établir si les biens ou services constituent des biens ou services distincts ou une série de biens ou services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme. La détermination de l'obligation de prestation influe sur la comptabilisation du prix de transaction, soit à un moment précis ou progressivement. La direction tient compte à la fois des mécanismes du contrat et de l'environnement économique et opérationnel du contrat pour déterminer si les biens ou les services d'un contrat sont distincts.

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client afin d'évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables. Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de prestation est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu.

La direction fait également preuve de jugement pour déterminer si la mesure de simplification liée au montant facturé permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, sous réserve que ce montant corresponde directement à la prestation de l'entité effectuée jusqu'à la date considérée.

XI. Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat, elle doit le classer soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, le classement ayant une incidence sur la comptabilisation du partenariat. Pour déterminer le classement du partenariat, la Société exerce son jugement en évaluant les modalités de l'accord afin de déterminer si elles confèrent aux parties des droits sur l'actif et des obligations ou des droits sur l'actif net. Pour comprendre les droits des parties à l'entreprise, il convient d'évaluer certains facteurs comme la structure juridique, les accords contractuels et d'autres faits et circonstances, à savoir, par exemple, si l'entreprise vise principalement à fournir une production aux parties et si les parties sont pour ainsi dire la seule source de flux de trésorerie de l'entreprise.

XII. Influence notable

Lorsque la Société effectue un placement, elle doit le classer soit comme un placement dans une entreprise associée, soit comme un placement aux termes de l'IFRS 9. Pour déterminer le classement, la Société exerce son jugement en évaluant si elle exerce une influence notable sur l'entité émettrice. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles de l'entité émettrice, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. Si la Société détient 20 % ou plus des droits de vote dans l'entité émettrice, elle est présumée exercer une influence notable, sauf s'il peut être démontré clairement que ce n'est pas le cas. D'autres facteurs tels que la représentation au sein du conseil d'administration, la participation aux processus d'élaboration des politiques, les transactions significatives entre la Société et l'entité émettrice, l'échange de personnel de direction ou la fourniture d'informations techniques essentielles sont pris en compte pour évaluer si la Société exerce une influence notable sur une entité émettrice.

XIII. Changements dans les estimations

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, des changements ont été apportés aux estimations relatives aux obligations au titre des prestations définies et à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions. Se reporter aux notes 23 et 26 pour plus de détails. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la durée d'utilité des immobilisations corporelles. Se reporter à la note 18 pour plus de détails.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

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

Pour les états financiers annuels de 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2023. Ces modifications obligent les entités à fournir des informations significatives sur leurs méthodes comptables plutôt que leurs principales méthodes comptables. La Société a mis à jour les méthodes comptables présentées à la note 2 selon son évaluation de la norme modifiée.

II. 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 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.

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

La transition du taux interbancaire offert à Londres («LIBOR») a débuté avec la cessation, le 31 décembre 2021, de la publication du taux LIBOR en dollars américains à une semaine et à deux mois. Les taux LIBOR en dollars américains à un jour et à un, trois, six et douze mois continueront d'être publiés jusqu'à leur date de cessation, le 30 juin 2023. Tant que leur publication se poursuit, les taux LIBOR en dollars américains peuvent continuer d'être utilisés à l'égard des instruments financiers existants jusqu'à leur échéance; toutefois, les taux LIBOR en dollars américains ne pourront être appliqués aux nouveaux instruments financiers conclus après le 31 décembre 2021. En août 2020, l'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. Aucune incidence financière n'a découlé de l'application des modifications.

Les facilités de crédit de la Société utilisent 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 incluent des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur les facilités de crédit. La Société est partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois, qui devraient être réglés au troisième trimestre de 2022.

B. Modifications comptables futures

I. 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.

II. 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 *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction* qui apporte des modifications à l'IAS 12. Les modifications précisent que l'exemption de comptabilisation initiale prévue par l'IAS 12 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 situation actuelle de la Société est conforme aux modifications et, par conséquent, aucune incidence financière ne devrait découler de leur application à la date d'entrée en vigueur.

III. Modifications à l'IAS 1, Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En janvier 2020, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de fournir une approche plus générale concernant la présentation des passifs en tant que passifs courants ou non courants d'après les accords contractuels en vigueur à la date de clôture. Ces modifications précisent ce qui suit : les droits et les conditions existant à la date de clôture sont pertinents lorsqu'il s'agit de déterminer si la Société a le droit de différer le règlement d'un passif pour au moins 12 mois, les attentes de la direction quant à l'exercice du droit de la Société de différer le règlement d'un passif ne constituent pas un facteur pertinent à prendre en compte, et les circonstances dans lesquelles un passif est considéré comme réglé.

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et doivent être appliquées de façon rétrospective. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence qu'auront ces modifications sur ses états financiers consolidés.

C. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

4. Acquisitions et cessions d'entreprises

Selon l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, la nature des transactions présentées ci-après constituait un regroupement d'entreprises pour TransAlta. Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise dans le cadre des regroupements d'entreprises à la date d'acquisition :

	Parcs solaires en Caroline du Nord A) 5 novembre 2021	Centrale Ada B) 19 mai 2020
Actifs		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	1
Créances clients	4	3
Immobilisations corporelles	146	1
Immobilisations incorporelles ¹	—	37
Actifs au titre de droits d'utilisation	13	—
Stocks	—	1
Charges payées d'avance	—	1
Passifs		
Dettes fournisseurs et charges à payer	(4)	—
Obligations locatives	(13)	—
Passifs liés à un financement donnant droit à des avantages fiscaux	(20)	—
Impôts différés	(3)	—
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	—	(5)
Provision pour frais de démantèlement	(4)	(1)
Actifs nets acquis	123	38
Contrepartie en trésorerie	120	32
Contrepartie liée au fonds de roulement	3	6
Prix d'achat total transféré	123	38

1) Se rapportent au contrat de vente d'électricité acquis et sont amorties sur six ans.

A. Acquisition de parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a acquis une participation de membre de 100 % dans CI-II Mitchell Holding LLC, qui détient un portefeuille de parcs solaires photovoltaïques en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord»), pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars américains (y compris les ajustements liés au fonds de roulement) et la prise en charge des obligations existantes liées à un financement donnant droit à des avantages fiscaux. L'acquisition a été financée au moyen de liquidités existantes. Le portefeuille de parcs solaires en Caroline du Nord se compose de 20 parcs solaires photovoltaïques situés en Caroline du Nord. Les parcs sont entrés en service entre novembre 2019 et mai 2021 et sont tous opérationnels. Le portefeuille est garanti par des CAÉ à long terme conclus avec 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 parc.

Certains actifs et passifs ont été évalués sur une base provisoire. Si de nouveaux renseignements sur les faits et circonstances qui existaient à la date d'acquisition sont obtenus dans l'année qui suit la date d'acquisition, tout ajustement relevé à l'égard des montants ci-dessus ou toute provision supplémentaire qui existait à la date d'acquisition pourrait entraîner une révision de la comptabilisation de l'acquisition.

Si les parcs solaires en Caroline du Nord avaient été acquis au début de l'exercice, les actifs se seraient traduits par un apport estimé de 16 millions de dollars aux produits des activités ordinaires et de 9 millions de dollars au résultat net avant impôts.

À la clôture de l'acquisition, TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), une filiale de la Société, a acquis une participation financière de 100 % dans les parcs solaires en Caroline du Nord auprès d'une filiale en propriété exclusive de la Société au moyen d'une structure d'actions privilégiées reflet pour une contrepartie totale d'environ 102 millions de dollars américains.

B. Acquisition de la centrale Ada

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel visée par des contrats auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat de 27 millions de dollars américains. La centrale Ada est une centrale de cogénération de 29 MW dans le Michigan, visée par un CAÉ et un contrat de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway.

C. Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit en espèces net revenant à TransAlta au titre de la vente de sa participation de 50 % a totalisé environ 128 millions de dollars, sous réserve de certains ajustements.

Par suite de la vente, la Société a décomptabilisé les actifs connexes du gazoduc Pioneer de 97 millions de dollars qui étaient classés comme étant détenus en vue de la vente et a comptabilisé un profit à la vente de 31 millions de dollars dans le compte de résultat. De plus, dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation de 41 millions de dollars et de l'obligation locative de 43 millions de dollars se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

5. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

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

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres ³	28	207	395	24	—	—	654
Attributs environnementaux	—	28	—	—	—	—	28
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28	235	395	24	—	—	682
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ⁴	—	—	19	—	—	—	19
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	(25)	(118)	138	211	4	210
Produits tirés des activités de détail et autres ^{3, 5}	355	95	813	547	—	—	1 810
Total des produits des activités ordinaires	383	305	1 109	709	211	4	2 721
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	28	2	23	—	—	53
Au fil du temps	28	207	393	1	—	—	629
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28	235	395	24	—	—	682

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Les CAÉ en Alberta visant certaines installations dans les secteurs Hydroélectricité, Gaz et Transition énergétique conclus avec le Balancing Pool ont expiré le 31 décembre 2020. Ces installations ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta le 1^{er} janvier 2021.

4) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

5) Comprennent les produits tirés des activités de détail, des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	141	238	465	156	—	—	1 000
Attributs environnementaux	—	23	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	465	156	—	—	1 023
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	123	—	—	—	123
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	(2)	(8)	283	122	12	407
Produits tirés des activités de détail et autres ⁴	11	70	207	265	—	(5)	548
Total des produits des activités ordinaires	152	329	787	704	122	7	2 101

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	25	7	26	—	—	58
Au fil du temps	141	236	458	130	—	—	965
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	465	156	—	—	1 023

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail, des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 décembre 2019	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	142	221	497	185	—	—	1 045
Attributs environnementaux	—	23	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	142	244	497	185	—	—	1 068
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	130	—	—	—	130
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	18	(15)	160	129	4	296
Produits tirés des activités de détail et autres ⁴	14	50	239	560	—	(10)	853
Total des produits des activités ordinaires	156	312	851	905	129	(6)	2 347

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	27	5	46	—	—	78
Au fil du temps	142	217	492	139	—	—	990
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	142	244	497	185	—	—	1 068

1) Ce secteur comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

2) Ce secteur comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les centrales non converties au gaz qui étaient antérieurement incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Se reporter à la note 1 pour plus de détails.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et à d'autres contrats à long terme qui respectent les critères des contrats de location simple.

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail, des incitatifs gouvernementaux et de diverses autres sources.

B. Passifs sur contrat

La Société a comptabilisé les passifs sur contrat liés aux produits des activités ordinaires suivants :

Passifs sur contrat	2021	2020
Solde au début de l'exercice	15	15
Montants transférés aux produits des activités ordinaires compris dans le solde d'ouverture	(1)	(1)
Contrepartie reçue	8	1
Augmentations attribuables aux montants facturés aux clients	—	2
Modification du prix de transaction	11	—
Obligations de prestation remplies	(1)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	32	15
Partie courante	19	1
Partie non courante	13	14

Les passifs sur contrat en cours au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 se rapportent principalement aux paiements anticipés liés au parc éolien de New Richmond et à la centrale hydroélectrique Bone Creek de la Société, à l'égard desquels la Société a des obligations de prestation non remplies. En outre, la Société a comptabilisé une provision pour dommages-intérêts prédéterminés en raison des interruptions qui se sont produites à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021.

C. Obligations de prestation qui restent à remplir

Les informations fournies ci-après concernant le montant total des prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir (produits des activités ordinaires tirés de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés) pour les contrats en vigueur à la date de clôture ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles à la mesure de simplification liée au droit de facturer et aux contrats dont la durée initiale attendue est de 12 mois ou moins.

De plus, dans de nombreux contrats de la Société, les éléments du prix de transaction font l'objet d'une limitation, notamment pour les produits des activités ordinaires variables qui sont tributaires des volumes de production futurs découlant de la demande des clients ou du marché ou les prix du marché qui sont assujettis à des facteurs hors du contrôle de la Société. Les produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations sont exclus des informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'à ce que les limitations soient résolues.

L'information à l'égard des contrats conclus avec des clients qui sont comptabilisés à titre d'instruments dérivés est exclue de l'information présentée ci-dessus. Se reporter à la note 15 pour plus de précisions. Les contrats conclus relativement à des projets de mise en valeur sont exclus jusqu'à ce que la mise en service soit réalisée.

Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-après ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

Hydroélectricité

Le 31 décembre 2020, le CAÉ intervenu entre la Société et le Balancing Pool en vue de fournir la capacité de production de 12 centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Alberta est venu à échéance. Depuis le 1^{er} janvier 2021, la production est vendue sur le marché de la production marchande de l'Alberta.

La Société est partie à des contrats prévoyant des services dans des centrales hydroélectriques spécifiques, qui viennent à échéance à la fin de 2030. La Société a également conclu un contrat avec le gouvernement de l'Alberta visant la gestion de l'eau en vue de réduire les inondations et la sécheresse, qui vient à échéance en 2026. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 46 millions de dollars.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au 31 décembre 2021, la Société avait conclu des contrats à long terme avec des clients visant la livraison d'électricité et de crédits d'énergie renouvelable connexes provenant de trois parcs éoliens situés en Alberta, au Minnesota et au Québec, pour lesquels la mesure de simplification liée au montant facturé n'est pas appliquée. Habituellement, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients à des prix fixes, dont certains sont assujettis à des facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. La Société prévoit comptabiliser ces montants dans les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre l'électricité sur la durée résiduelle des contrats, respectivement jusqu'en 2024, 2034 et 2033. Les produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

La Société est également partie à des contrats visant la vente de certificats d'énergie renouvelable produite dans des centrales éoliennes commerciales et prévoit comptabiliser les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre les certificats d'énergie renouvelable aux acheteurs sur la durée résiduelle des contrats, de 2022 à 2024. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 9 millions de dollars.

Gaz

Le 31 décembre 2020, les CAÉ que la Société avait conclus avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité des anciennes centrales alimentées au charbon, soit l'unité 2 de la centrale de Keephills et les unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, sont venus à échéance. La production future a été vendue en tant que production marchande.

Au 31 décembre 2021, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la prestation de services d'énergie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario. Les contrats consistent tous en une seule obligation de prestation pour la Société, soit celle de se tenir prête à livrer de l'énergie sous forme d'électricité et de vapeur. 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 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, la Société a la possibilité de déposer un avis de résiliation en 2022, ce qui mettrait fin au contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour quatre ans après le dépôt de cet avis. La Société s'attend à comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livrera à d'autres clients industriels de l'électricité et de la vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia jusqu'à l'achèvement du contrat vers la fin de 2025, ou en 2032, si le contrat est prolongé.

À la même centrale alimentée au gaz, la Société a conclu avec l'autorité locale de l'énergie un contrat, lequel prévoit des frais fixes pour mise à disposition de capacités qui sont ajustés selon les variations saisonnières, la demande de vapeur des autres clients de la centrale et les produits des activités ordinaires nets présumés liés dans la production d'électricité au sein du marché. Par conséquent, les produits des activités ordinaires qui seront comptabilisés dans l'avenir varieront puisqu'ils sont tributaires de facteurs hors du contrôle de la Société et sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser ces produits des activités ordinaires à mesure qu'elle se tient prête à livrer de l'électricité jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2025.

Au 31 décembre 2021, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la livraison de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario, jusqu'en 2023 et 2033. Les tarifs en vertu de ces contrats sont établis selon des frais annuels fixes, des frais variables liés à l'énergie thermique fondés sur les prix du gaz et une base tarifaire fixe par gigajoule, et peuvent augmenter chaque année en fonction des prix du gaz et de l'inflation. Un contrat prévoit des engagements d'achat ferme en matière de volumes annuels minimaux. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ce contrat s'élevaient à environ 31 millions de dollars.

La Société est partie à un contrat conclu avec son client visant la fourniture de vapeur et d'électricité à sa centrale de cogénération en Alberta jusqu'au 31 décembre 2029. Le contrat est considéré comme un contrat de location simple, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires variables tirés des contrats de location. D'autres sources de produits des activités ordinaires reposent sur des mécanismes de recouvrement des coûts, ce qui leur confère une nature variable. Elles sont présumées être entièrement limitées et l'information à leur égard est exclue.

La Société est partie à un contrat, prenant effet à la fin 2023, visant la vente de capacité et d'électricité, applicable au gré du client au Canada, aux termes duquel la Société recevra un paiement de capacité fixe et des paiements d'énergie de montants variables en fonction de la production. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 336 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 5 millions de dollars et 10 millions de dollars en 2023 et entre 40 millions de dollars et 45 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Au 31 décembre 2021, la Société était partie à des CAÉ avec des clients visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz situées en Australie. De façon générale, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients. Les modalités de tarification comprennent des composantes de prix fixes et variables pour

l'électricité livrée et les paiements fixes liés à la capacité. Les produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités et l'information à leur égard est exclue. Un autre des CAÉ que la Société a conclus visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz est considéré comme un contrat de location-financement, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires tirés des contrats de location-financement et l'information à leur égard est exclue. La Société tire également des produits de ses services d'exploitation et d'entretien des centrales moyennant des frais mensuels fixes. Au 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 2,5 milliards de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 285 millions de dollars au cours des deux prochains exercices, puis en moyenne entre 85 millions de dollars et 145 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée du contrat restant.

Transition énergétique

Le 31 décembre 2020, les CAÉ que la Société a conclus avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité de l'unité 1 de la centrale alimentée au charbon de Keephills sont venus à échéance. Le 1^{er} janvier 2021, la production a commencé à être vendue sur le marché de la production marchande.

6. Charges selon leur nature

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

Exercices clos les 31 décembre	2021		2020		2019	
	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible – gaz ¹	306	–	159	–	133	–
Coûts du combustible – charbon ^{1,2}	164	–	269	–	310	–
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	19	–	20	–	21	–
Achats d'électricité	339	–	163	–	246	–
Amortissement minier ³	190	–	144	–	119	–
Salaires et avantages sociaux	36	234	50	235	52	228
Autres charges d'exploitation ⁴	–	277	–	237	–	247
Total	1 054	511	805	472	881	475

1) En 2021, les coûts du combustible ont été divisés pour présenter séparément les coûts du gaz naturel et ceux du charbon dans le tableau ci-dessus, et les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés du poste Coûts du combustible et des achats d'électricité au poste distinct Coûts de conformité liés au carbone dans les comptes de résultat consolidés. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ces reclassements.

2) Le poste Coûts du combustible – charbon pour l'exercice 2021 comprend un montant de 17 millions de dollars lié à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisée en 2021 (15 millions de dollars en 2020). Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

3) Le poste Amortissement minier pour l'exercice 2021 comprend un montant de 48 millions de dollars lié à l'amortissement minier qui avait été initialement comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon et qui avait ensuite subi une dépréciation en 2021 (22 millions de dollars en 2020). Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

4) Pour l'exercice 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprennent un montant de 28 millions de dollars lié à la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

7. Dépréciation d'actifs

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque UGT. Ces estimations de prévisions à long terme servent à évaluer l'importance des indicateurs potentiels de dépréciation et constituent des critères pour évaluer les changements défavorables dans l'exploitation. La Société examine également la relation entre sa capitalisation boursière et sa valeur comptable, entre autres facteurs, au moment de l'analyse des indicateurs de dépréciation. En présence d'indicateurs de dépréciation, la Société estime la valeur recouvrable de chaque UGT en calculant la juste valeur approximative diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après les prévisions à long terme de la Société. Les évaluations utilisées sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des hypothèses posées et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement, des prix de l'électricité internationaux et de la durée d'utilité des actifs allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2072.

	2021	2020	2019
<i>Dépréciation des immobilisations corporelles :</i>			
Centrales et projets du secteur Transition énergétique (reprises)	345	79	(151)
Transition énergétique – provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia	–	3	141
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ¹	32	–	2
Mine de Highvale	195	–	–
Projet de centrale de cogénération de Kaybob	27	–	–
Énergie éolienne	12	–	–
Énergie hydroélectrique	5	2	–
Gaz	5	–	–
Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon ²	17	–	–
Actifs détenus en vue de la vente ³	–	–	15
Frais de mise en valeur de projets ⁴	10	–	18
Dépréciation d'actifs	648	84	25

1) Variations liées aux variations des taux d'actualisation des actifs mis hors service.

2) Dépréciation à néant, car il n'y aura plus d'extraction de charbon dans cette zone de la mine.

3) Les montants de 2019 se rapportent aux camions et aux stocks connexes qui devaient être vendus dans le secteur Transition énergétique et, par conséquent, ces éléments ont été dépréciés à leur valeur nette de réalisation.

4) En 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité relativement au solde des frais de mise en valeur de projets à l'une de ses centrales hydroélectriques, étant donné l'incertitude quant au moment de la mise en œuvre du projet, et une dépréciation de 1 million de dollars relativement à des projets qui ne sont plus en cours. En 2020, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets de néant (18 millions de dollars en 2019) liés à des projets qui ne sont plus en cours dans le secteur Siège social.

A. Dépréciation d'actifs dans le secteur Transition énergétique

En 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs dans le secteur Transition énergétique en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance (191 millions de dollars) et de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Keephills, le 31 décembre 2021 (94 millions de dollars), et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 1^{er} avril 2022 (56 millions de dollars). Les tests de dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance étaient fondés sur les valeurs de récupération estimatives de ces unités qui étaient supérieures aux avantages économiques attendus de celles-ci. En ce qui a trait au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la valeur recouvrable a été calculée d'après la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la vente du matériel pour ce qui est des actifs en construction et d'après la valeur de récupération estimative pour ce qui est du reste des coûts. L'évaluation de la juste valeur des actifs en construction est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait à 33 millions de dollars, dont un montant de 25 millions de dollars était lié aux actifs détenus en vue de la vente. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante sur ces dépréciations d'actifs. La Société a décidé de mettre hors service les actifs et d'interrompre le projet après avoir évalué les conditions futures du marché, l'âge et l'état des unités en service, et en tenant compte de l'orientation stratégique de TransAlta vers des solutions d'énergie renouvelable.

En 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. Aucuns flux de trésorerie futurs estimatifs liés à la production d'énergie n'ayant été prévus pour l'unité, celle-ci a été retirée de l'UGT marchande de l'Alberta et sa valeur a immédiatement été ramenée à la valeur de récupération des matériaux de rebut. En outre, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars (7 millions de dollars américains) en raison d'une diminution de la juste valeur du terrain de la mine de Centralia établie par un tiers évaluateur.

En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT de la centrale thermique de Centralia dépassait la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix du marché de l'électricité et aux coûts du charbon découlant de la renégociation de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Centralia.

B. Mine de Highvale

En 2021, compte tenu de la fermeture de la mine de Highvale prévue pour la fin de 2021, il a été déterminé que la valeur de récupération estimative dépassait l'avantage économique procuré à l'UGT marchande de l'Alberta. L'actif a été retiré de l'UGT marchande de l'Alberta pour les besoins des tests de dépréciation et a été soumis à un test de dépréciation séparément, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 195 millions de dollars dans le secteur Transition énergétique, l'actif ayant été ramené à sa valeur de récupération.

C. Projet de centrale de cogénération de Kaybob

Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et Energy Transfer Canada («ET Canada», auparavant SemCAMS Midstream ULC) ont conclu des ententes définitives portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. La centrale devait recevoir ses dernières approbations réglementaires au cours du deuxième semestre de 2020 et les travaux de construction devaient commencer en décembre 2020. Toutefois, le 25 septembre 2020, l'Alberta Utilities Commission («AUC») a rendu sa décision approuvant la construction et l'exploitation de la centrale, mais rejetant la demande de désignation de système industriel. TransAlta ne procédera pas à la réalisation du projet de centrale de cogénération de Kaybob en raison de la résiliation alléguée, par ET Canada, des ententes visant la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. Par conséquent, la Société a comptabilisé une dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel acheté à ce jour. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. Se reporter à la note 36 pour plus de détails.

D. Centrales éoliennes

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 10 millions de dollars à l'égard d'un actif éolien pour tenir compte d'une augmentation des frais de démantèlement estimés par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment à l'égard des frais de démantèlement des parcs éoliens. Se reporter à la note 23 pour en savoir plus sur les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état. L'évaluation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie qui en découle est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs et la Société a ajusté à la baisse la valeur attendue, la ramenant à 65 millions de dollars au moyen de taux d'actualisation de 5,0 % (5,3 % au 31 décembre 2020). Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur portent sur la production d'électricité, les prix de vente et les coûts, lesquels sont assujettis à une incertitude relative à la mesure.

En 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à la défaillance de la tour de Kent Hills Wind LP. 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 de l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Se reporter à la note 24 pour plus de précisions.

E. Dépréciation sur la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service

En 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croyait plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seraient terminés comme il avait été proposé initialement. À la fin de 2019, la meilleure estimation que la Société était en mesure de fournir à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 141 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement a donné lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

8. Créances au titre des contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, associés à la centrale de cogénération de Poplar Creek et aux centrales de SCE, se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2021		2020	
	Encaissements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location	Encaissements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location
Moins de un an	58	54	63	56
De deux à cinq ans inclusivement	127	105	169	126
Plus de cinq ans	80	66	100	82
	265	225	332	264
Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	40	—	68	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	225	225	264	264

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 14)	40	36
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	185	228
Total des créances au titre des contrats de location-financement	225	264

Le 22 octobre 2020, Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son CAÉ existant avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP»). Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1^{er} décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. Aux fins comptables, le CAÉ initial a été comptabilisé à titre de contrat de location simple. Or, le nouveau CAÉ est comptabilisé à titre de contrat de location-financement.

Par conséquent, en 2020, la Société a décomptabilisé un actif net de 77 millions de dollars, qui comprenait les soldes des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des crédits reportés et des charges payées d'avance. En outre, la Société a comptabilisé un montant à recevoir de 89 millions de dollars au titre d'un contrat de location-financement et un profit de 12 millions de dollars à la cession d'actifs. Après la transaction, la Société a engagé des coûts supplémentaires au titre des activités d'entretien d'envergure relativement à ces actifs, qu'elle a comptabilisés en réduction du profit à la cession d'actifs.

9. Autres résultats d'exploitation, montant net

Les autres résultats d'exploitation nets comprennent ce qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	(40)
Règlements avec des fournisseurs	34	—	—
Provisions pour contrats déficitaires	14	29	—
Recouvrements d'assurance et autres ¹	—	—	(9)
Autres résultats d'exploitation, montant net	8	(11)	(49)

1) Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2021 et en 2020. En 2019, la Société a reçu des recouvrements d'assurance de 10 millions de dollars se rapportant à des indemnités d'assurance liées aux incendies de tours survenus au parc éolien du Wyoming et à Summerview.

A. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination des émissions de ses centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite de la participation ne donnant pas le contrôle liée à Sheerness) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Cette condition a été satisfaite le 31 décembre 2021. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre

méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030. En juillet 2018, la Société a obtenu du financement fondé sur les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Se reporter à la note 24 pour plus de détails.

B. Règlements avec des fournisseurs

En 2021, un montant de 34 millions de dollars a été passé en charges relativement aux décisions d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills, y compris un actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) puisqu'il est peu probable que la Société engage suffisamment de dépenses d'investissement ou charges d'exploitation pour utiliser le montant restant.

C. Provisions pour contrats déficitaires

En 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la fermeture de la mine de Highvale.

En 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit avant la fin de 2021. La dernière livraison de charbon a été reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements aux termes du contrat d'approvisionnement en charbon se poursuivront jusqu'en 2025.

10. Placements

Les placements de la Société dans des coentreprises et des entreprises associées qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence sont ses placements dans Skookumchuck et EMG.

La variation des placements se présente comme suit :

	Skookumchuck	EMG	Total
Solde au 31 décembre 2019	—	—	—
Apports	86	16	102
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	1	—	1
Variation des taux de change	(2)	(1)	(3)
Solde au 31 décembre 2020	85	15	100
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	12	(3)	9
Distributions reçues	(4)	—	(4)
Solde au 31 décembre 2021	93	12	105

A. Projet de parc éolien Skookumchuck

Le 25 novembre 2020, TransAlta a clôturé l'acquisition d'une participation de 49 % dans SP Skookumchuck Investments, LLC auprès de Southern Power pour une contrepartie en trésorerie de 86 millions de dollars (66 millions de dollars américains). Le projet de parc éolien Skookumchuck de 136,8 MW est situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, et se compose de 38 éoliennes Vestas V136. Le projet est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy.

B. Acquisition d'EMG International

Le 30 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 30 % dans EMG. Le prix d'achat de 12 millions de dollars américains comprend une composante estimative conditionnelle à la réalisation par EMG de certaines mesures de résultats en 2020 et 2021, après l'acquisition. Le montant définitif de la composante conditionnelle sera calculé en fonction des résultats réellement obtenus. EMG est une société bien établie qui compte plus de 25 ans d'expérience dans l'épuration des eaux usées de procédé et qui est spécialisée dans la conception et la construction de systèmes de digestion anaérobie à haut rendement. Ce placement offre à TransAlta l'occasion de tirer parti de son expérience en matière de production sur place afin de soutenir les avancées d'EMG dans le domaine de la valorisation énergétique des déchets et permettra à la Société de faire progresser son plan de croissance de l'électricité propre sur le marché américain.

Les informations financières sur les résultats des activités d'exploitation liés à la quote-part de la Société dans Skookumchuck et EMG se résument comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020
Résultats des activités d'exploitation		
Produits des activités ordinaires	19	3
Charges	(10)	(2)
Quote-part du résultat net	9	1

11. Charge d'intérêts nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Intérêt sur la dette	163	158	161
Intérêt sur les débiteures échangeables (note 25)	29	29	20
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables (note 25)	28	5	—
Produits d'intérêts	(11)	(10)	(13)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 18)	(14)	(8)	(6)
Intérêts sur les obligations locatives	7	8	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	18	15
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (note 24) ¹	(9)	1	(35)
Intérêt sur la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau (note 36 H) I))	—	5	—
Autre ²	2	2	10
Désactualisation des provisions (note 23)	32	30	23
Charge d'intérêts nette	245	238	179

1) Le crédit en 2021 concerne essentiellement l'avantage fiscal lié aux crédits d'impôt à l'investissement réclamés en 2021 pour les projets de parcs solaires en Caroline du Nord qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Le crédit en 2019 concerne essentiellement l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal supplémentaire demandé en 2019 sur les projets Big Level et d'Antrim qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont traités comme une dette aux termes des IFRS, et la monétisation des attributs fiscaux est considérée comme une réduction hors trésorerie du solde de la dette et est présentée à titre de réduction des charges d'intérêts.

2) En 2021, les autres charges d'intérêts comprennent un montant de néant (néant en 2020 et 5 millions de dollars en 2019) lié à la composante financement importante exigée aux termes de l'IFRS 15.

12. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Résultat avant impôts sur le résultat	(380)	(303)	193
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujéti à l'impôt	(33)	2	(26)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	(413)	(301)	167
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	23,6 %	24,5 %	26,5 %
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévu	(98)	(74)	44
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers	4	3	5
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	—	9	—
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé non comptabilisés	134	8	(9)
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	4	(7)	(31)
Divers	1	11	8
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	45	(50)	17
Taux d'impôt effectif (%)	(11) %	17 %	10 %

II. Composantes de la charge d'impôts sur le résultat

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

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Charge d'impôt exigible	56	35	35
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	(145)	(95)	22
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	—	9	—
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales	—	(7)	(31)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant des actifs d'impôt différé non comptabilisés ¹	134	8	(9)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	45	(50)	17

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Charge d'impôt exigible	56	35	35
Recouvrement d'impôt différé	(11)	(85)	(18)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	45	(50)	17

¹ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 134 millions de dollars (réduction de valeur de 8 millions de dollars en 2020 et reprise de réduction de valeur de 9 millions de dollars en 2019). Au cours de l'exercice considéré, des actifs d'impôt différé supplémentaires ont été créés par la comptabilisation de pertes au titre des autres éléments du résultat global aux États-Unis. Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis et au Canada détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

B. États des variations des capitaux propres consolidés

Le montant total d'impôt exigible et différé lié aux éléments porté au crédit ou au débit des capitaux propres est présenté comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(57)	(23)	6
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	11	(3)	(7)
Recouvrement d'impôts sur le résultat présenté dans les capitaux propres	(46)	(26)	(1)

C. États de la situation financière consolidés

Les principales composantes des actifs (passifs) d'impôt différé de la Société sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2021	2020
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes ¹	530	469
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	183	140
Immobilisations corporelles	(651)	(717)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(53)	(107)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	53	62
Intérêt déductible au cours de périodes futures	17	22
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	16	31
Autres différences temporaires déductibles	(5)	2
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	90	(98)
Actifs d'impôt différé non comptabilisés	(380)	(247)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(290)	(345)

1) Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2031 et 2040.

Les passifs d'impôt différé, montant net, sont présentés dans les états de la situation financière consolidés comme suit :

Aux 31 décembre	2021	2020
Actifs d'impôt différé ¹	64	51
Passifs d'impôt différé	(354)	(396)
Passifs d'impôt différé, montant net	(290)	(345)

1) Les actifs d'impôt différé présentés dans les états de la situation financière consolidés sont recouvrables selon le résultat futur prévu et les stratégies de planification fiscale. Les hypothèses utilisées pour estimer le résultat futur reposent sur les prévisions à long terme de la Société.

D. Éventualités

Au 31 décembre 2021, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (néant en 2020) relatif à des positions fiscales incertaines.

Vérification de l'ARC sur une base continue

La Société fait l'objet, sur une base continue, de vérifications de routine par l'Agence du revenu du Canada («ARC») des positions prises dans ses déclarations de revenus. L'ARC examine actuellement les déclarations de revenus de la Société pour l'année d'imposition 2015 et, dans le cadre de cette vérification, examine la réorganisation interne achevée en 2015. À ce jour, l'ARC n'a proposé aucune nouvelle cotisation au titre du passif fiscal de la Société par suite de la vérification, et la direction est d'avis qu'une nouvelle cotisation serait sans fondement. La Société croit fermement que les positions qu'elle a prises dans ses déclarations de revenus sont appropriées et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à l'égard de cette nouvelle cotisation éventuelle. Si un avis de nouvelle cotisation est établi, la Société entend s'opposer avec vigueur à cette nouvelle cotisation. Si l'ARC établit cette nouvelle cotisation, la Société sera tenue de payer, sur une base provisoire, jusqu'à 50 % des montants visés par la cotisation, compris entre néant et 57 millions de dollars d'après les estimations. Tout paiement effectué par la Société dans ce contexte serait retenu par l'ARC jusqu'au règlement définitif du litige. La Société croit fermement qu'elle réussira à défendre les positions prises dans ses déclarations initiales de sorte que, au bout du compte, aucun impôt sur le résultat à payer supplémentaire ne découlera de la vérification de l'ARC et que les montants versés à l'ARC par la Société, le cas échéant, seraient remboursés.

13. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales et les entreprises de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentées dans le tableau qui suit :

Filiale/entreprise	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2021
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % – Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	39,9 % – actionnaires publics
Kent Hills Wind LP ¹	17 % – Natural Forces Technologies Inc.

1) Détenue par TransAlta Renewables.

TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans une centrale au bicarburant. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie renouvelable au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à partir d'énergies renouvelables de la Société.

Les informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle se résument comme suit :

A. TransAlta Renewables

Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Produits des activités ordinaires	470	436	446
Résultat net	139	97	183
Total du résultat global	66	223	138
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	50	40	73
Total du résultat global	21	90	56
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	100	80	69

Aux 31 décembre	2021	2020
Actifs courants	430	743
Actifs non courants	3 319	2 913
Passifs courants	(593)	(364)
Passifs non courants	(1 033)	(987)
Total des capitaux propres	(2 123)	(2 305)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(869)	(948)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	39,9	39,9

En 2020, le pourcentage de participation de la Société a diminué, passant de 60,4 % en 2019 à 60,1 %, en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'environ un million d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. La Société n'a pas participé à ce régime. Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs déclarés.

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires	265	146	181
Résultat net	103	(13)	43
Total du résultat global	103	(13)	43
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	62	(6)	21
Total du résultat global	62	(6)	21
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	56	17	37

Aux 31 décembre	2021	2020
Actifs courants	66	69
Actifs non courants	312	323
Passifs courants	(52)	(78)
Passifs non courants	(36)	(37)
Total des capitaux propres	(290)	(277)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(142)	(136)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

Le CAÉ conclu avec le Balancing Pool est venu à échéance en 2020 et la centrale de Sheerness est devenue une centrale de production marchande en 2021. Cela a donné lieu à de nouveaux protocoles en vertu du contrat modifié, lequel stipule que les produits des activités ordinaires et le coût des ventes de la centrale sont affectés en fonction des activités de répartition. Les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation continuent d'être affectées en fonction de la participation.

14. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2021	2020
Créances clients	499	488
Garanties versées (note 16)	55	49
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	40	36
Prêt à recevoir (note 22)	55	–
Impôts sur le résultat à recevoir	2	10
Créances clients et autres débiteurs	651	583

15. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti. Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable au 31 décembre 2021

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	947	947
Liquidités soumises à restrictions	—	—	70	70
Créances clients et autres débiteurs	—	—	651	651
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	185	185
Actifs de gestion du risque				
Courants	36	272	—	308
Non courants	252	147	—	399
Passifs financiers				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	689	689
Dividendes à verser	—	—	62	62
Passifs de gestion du risque				
Courants	—	261	—	261
Non courants	—	145	—	145
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ²	—	—	3 267	3 267
Titres échangeables (note 25)	—	—	735	735

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2020

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	703	703
Liquidités soumises à restrictions	—	—	71	71
Créances clients et autres débiteurs	—	—	583	583
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	228	228
Actifs de gestion du risque				
Courants	102	69	—	171
Non courants	471	50	—	521
Autres actifs (note 22)	—	—	52	52
Passifs financiers				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	599	599
Dividendes à verser	—	—	59	59
Passifs de gestion du risque				
Courants	10	84	—	94
Non courants	—	68	—	68
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ²	—	—	3 361	3 361
Titres échangeables (note 25)	—	—	730	730

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

B. Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix de la contrepartie qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la Société a accès. En l'absence d'un marché actif, la Société calcule les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la Société examine d'abord les données de marché observables de l'extérieur. Toutefois, si celles-ci ne sont pas disponibles, la Société a recours à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

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

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

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

b. Niveau II

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

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

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

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

c. Niveau III

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

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme les évaluations axées sur les prévisions et les évaluations fondées sur des modèles. Pour les évaluations fondées sur des modèles, des modèles d'évaluation des dérivés, des modèles de régression et des modèles d'évaluation fondés sur les statistiques historiques («bootstrap») peuvent être utilisés. Les données d'entrée du modèle peuvent reposer sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou la volatilité ainsi que les corrélations entre les produits provenant des rapports de prix historiques.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 31 décembre 2021 : niveau I – actif net de 12 millions de dollars (passif net de 13 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau II – actif net de 122 millions de dollars (passif net de 27 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau III – actif net de 159 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 découlent essentiellement de la volatilité des prix du marché pour les contrats existants et les nouveaux contrats ainsi que des règlements de contrats.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des exercices clos respectivement les 31 décembre 2021 et 2020 :

	Exercice clos le 31 déc. 2021			Exercice clos le 31 déc. 2020		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	573	9	582	678	8	686
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(181)	4	(177)	(18)	3	(15)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	(134)	(134)	–	7	7
Contrats réglés	(107)	(5)	(112)	(71)	(10)	(81)
Variation des taux de change	–	–	–	(16)	1	(15)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	285	(126)	159	573	9	582
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	(181)	–	(181)	(34)	–	(34)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	107	(130)	(23)	71	11	82
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	(135)	(135)	–	1	1

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Le service de gestion du risque de la Société établit les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base. Les justes valeurs de niveau III sont principalement calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Au 31 décembre 2021, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 305 millions de dollars (615 millions de dollars en 2020) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 146 millions de dollars (33 millions de dollars en 2020). Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent tiennent compte de l'incidence sur la juste valeur de l'actualisation, des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit; toutefois, l'incidence compensatoire potentielle des positions de niveau II n'est pas prise en compte. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité des prix et des corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement. En 2021, les sensibilités tiennent compte de l'incidence des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit.

Au		31 décembre 2021		
Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+22 -145	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	+3 -18	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Volatilité Augmentation du tarif ferroviaire	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 20 \$ US 80 % à 120 % Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+9 -9	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume Coût de l'approvisionnement	95 % à 105 % (+/-) 1 \$ US par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+17 -16	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 2 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+21 -11	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse du prix de 24 \$ CA ou hausse de 5 \$ CA Baisse de 5 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+27 -15	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh) Escomptes sur l'énergie éolienne	Baisse du prix de 2 \$ US ou hausse de 3 \$ US Baisse de 3 % ou hausse de 3 %
	+6			
Autres	-6			

Au		31 décembre 2020		
Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+35			
	-59	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	+3	Évaluation numérique des instruments dérivés	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
	-5		Volatilité	80 % à 120 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis		Statistiques historiques («bootstrap»)	Augmentation du tarif ferroviaire	Zéro à 4 %
	+3		Volume	95 % à 105 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis			Coût de l'approvisionnement	(+/-) 1 \$ US par MWh
	+22	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Autres	-22		Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US
	+5			
	-5			

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

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

Pour les périodes au-delà de 2023, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondées sur les données fondamentales et des indicateurs de marché ont été utilisés comme approximations dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses).

Le contrat est libellé en dollars américains. Du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2021, le dollar américain est demeuré constant par rapport au dollar canadien, ce qui explique que la valeur de sensibilité soit demeurée constante. Le solde de ce contrat au 31 décembre 2021 avait diminué en raison surtout de l'augmentation des prix de l'électricité à terme par rapport aux prix estimés précédemment.

ii. Livraison de charbon – États-Unis

La Société est partie à un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées dans l'évaluation comprennent les prix de l'électricité non liquides, la volatilité des options et l'augmentation du tarif ferroviaire. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Pour les périodes au-delà de 2023, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondées sur les données fondamentales et des indicateurs de marché ont été utilisés comme approximations dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). La volatilité des options et les fourchettes d'augmentation du tarif ferroviaire ont été déterminées en utilisant des données historiques et en exerçant un jugement professionnel.

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

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

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation du portefeuille comprennent les volumes livrés et le coût d'approvisionnement. La consommation horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter une prime ou un escompte par rapport au prix moyen établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles sont utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

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

En ce qui a trait au parc éolien Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2019, se prolonge sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme non liquides de l'électricité et des crédits d'énergie renouvelable.

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

En ce qui concerne le projet de parc éolien Garden Plain, la Société a conclu un CAÉ virtuel aux termes duquel la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi par l'Alberta Electric System Operator («AESO»). Le contrat entre en vigueur dès la mise en service du parc, laquelle est prévue pour la fin de 2022, et prend fin 18 ans après cette date. La composante énergie du contrat est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

En plus du CAÉ virtuel, la Société a conclu un «contrat de transition» d'une durée de 16 mois, soit du 1^{er} septembre 2021 au 31 décembre 2022, pouvant être prolongé au prix du CAÉ virtuel, selon le moment du début des activités commerciales.

En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sont les prix à terme non liquides de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

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

Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ virtuels à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW (collectivement, les «projets de parcs éoliens White Rock») qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. La Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi. Les contrats entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens, ce qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023, et prennent fin 15 ans après cette date. La composante énergie des contrats est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sont les prix à terme non liquides de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant un actif net d'une juste valeur de 8 millions de dollars au 31 décembre 2021 (passif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2020), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs et passifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 sont principalement attribuables aux prix du marché favorables pour les contrats existants.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 31 décembre 2021	–	770	–	770	735
Dette à long terme au 31 décembre 2021	–	3 272	–	3 272	3 167
Titres échangeables au 31 décembre 2020	–	769	–	769	730
Dette à long terme au 31 décembre 2020	–	3 480	–	3 480	3 227

1) Comprend la partie courante.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir (se reporter à la note 22) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 8) se rapproche de leur valeur comptable.

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 15 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2021	2020	2019
Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de l'exercice	(33)	9	49
Nouveau profit initial (nouvelle perte initiale) ¹	(50)	(13)	3
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(19)	(29)	(43)
Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de l'exercice²	(102)	(33)	9

1) En 2021, la Société a conclu des CAÉ portant sur les projets de parcs éoliens White Rock, lesquels ont entraîné une nouvelle perte initiale découlant de la différence entre le prix fixe du CAÉ et les prix du marché futurs estimatifs. D'autres facteurs clés, tels que les aspects économiques et les incitatifs liés au projet, influent sur le prix de l'électricité à long terme dans le cadre de projets d'énergie renouvelable outre la courbe du prix de l'électricité, qui est non liquide pendant la plus grande partie de la durée du CAÉ. En 2020, la Société a conclu un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

2) En 2020, le profit initial net sur le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis s'est transformé en position de perte en fonction de la courbe des prix à terme du jour 1 lors de la passation du contrat.

16. Activités de gestion du risque

A. Stratégie de gestion du risque

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

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion des risques comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 31 décembre 2021

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	33	12	45
Non courants	252	(4)	248
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	285	8	293
Divers			
Courants	3	(1)	2
Non courants	—	6	6
Autres actifs nets de gestion du risque	3	5	8
Total des actifs nets de gestion du risque	288	13	301

Au 31 décembre 2020

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	101	(11)	90
Non courants	471	(19)	452
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	572	(30)	542
Divers			
Courants	(9)	(4)	(13)
Non courants	—	1	1
Autres passifs nets de gestion du risque	(9)	(3)	(12)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	563	(33)	530

I. Conventions de compensation

Le tableau ci-dessous présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de la Société faisant l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires ou d'autres conventions semblables :

Aux 31 décembre

2021

2020

	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	394	330	(306)	(122)	120	69	(132)	(104)
Montants bruts compensés	(137)	(53)	138	54	(69)	(10)	69	10
Montants nets figurant dans les états de la situation financière consolidés	257	277	(168)	(68)	51	59	(63)	(94)

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Gestion du risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

Pour réduire le risque de variations défavorables des prix des produits de base, la Société a recours à trois outils :

- Un cadre de contrôles du risque
- Un plan de couverture prédéfini, y compris des swaps financiers à prix fixe sur l'électricité et des contrats de vente d'énergie prévoyant la livraison à long terme pour couvrir le risque lié aux produits de base relativement à la production d'électricité
- Un comité responsable de surveiller la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et de s'assurer de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique

La Société a réalisé des couvertures du prix des produits de base pour sa centrale thermique de Centralia et pour son exposition au marché de capacité marchande en Alberta, y compris des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme à la centrale de Centralia et des swaps financiers à prix fixe liés au portefeuille en Alberta pour couvrir les prix. Les deux stratégies de couverture relèvent de la stratégie de gestion du risque de la Société utilisée pour couvrir le risque lié aux produits de base.

Il n'y a pas de source d'inefficacité de la couverture pour l'exposition au marché de capacité marchande en Alberta.

Les expositions au risque de marché sont évaluées à l'aide de la valeur à risque («VaR») appuyée par l'analyse de sensibilité. Il n'y a eu aucun changement à l'exposition de la Société au risque de marché ou à la façon dont ce risque est géré ou évalué.

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

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

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la VaR. Le conseil approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 décembre 2021 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2020 et 1 million de dollars en 2019).

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

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

Au 31 décembre 2021, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 33 millions de dollars (12 millions de dollars en 2020 et 25 millions de dollars en 2019). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 décembre 2021, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 51 millions de dollars (15 millions de dollars en 2020 et 8 millions de dollars en 2019).

iii. Gestion du risque lié au prix des produits de base – couvertures

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2021		2020	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh) ¹	–	–	95	–

1) Exclut le contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis. Se reporter à la note 15 B) l) c) i) pour en savoir plus sur ce contrat.

En 2021, des pertes latentes avant impôts de 1 million de dollars (profits de 1 million de dollars en 2020 et profits de 1 million de dollars en 2019) liées à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputées être inefficaces à des fins comptables ont été reprises du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisées en résultat net.

iv. Gestion du risque lié au prix des produits de base – éléments autres que de couverture

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2021		2020	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	46 139	14 951	12 944	8 258
Gaz naturel (GJ)	7 501	173 898	23 035	177 448
Transport (MWh)	37	1 097	–	1 578
Émissions (MWh)	445	2 030	1 831	2 112
Émissions (tonnes)	350	350	2 160	2 365
Charbon (tonnes)	–	9 352	–	9 078

b. Gestion du risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt de la Société. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

La facilité de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 3 % de la dette de la Société au 31 décembre 2021 (7 % en 2020). Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés. Les instruments dérivés sur taux d'intérêt en cours de la Société se présentent comme suit :

En 2021, la Société était partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains (150 millions de dollars américains en 2020) aux termes desquels la Société reçoit un taux d'intérêt variable égal au LIBOR à trois mois et paie des intérêts à un taux fixe égal à 0,94 % (0,94 % en 2020) du montant notionnel. Les swaps servent à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt lié à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 400 millions de dollars américains qui devrait être réalisée en 2022.

En 2021, la Société était partie à des ententes de fixation des taux d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains (75 millions de dollars en 2020) aux termes desquelles la Société reçoit le règlement si, à la date de fixation du prix, la différence entre le prix de l'obligation du Trésor américain à 1,375 % sous-jacente (prix de l'obligation du gouvernement du Canada à 5,75 % en 2020) et le rendement à terme de l'obligation (150 millions de dollars avec un rendement à terme de 1,20 % en 2020) est positive. Si la différence est négative, la Société paie le règlement. Les ententes de fixation des taux servent à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt lié à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 400 millions de dollars américains (150 millions de dollars en 2020). L'entente de fixation des taux d'un montant de 75 millions de dollars en cours au 31 décembre 2020 a été réglée en 2021.

Il n'y avait aucun instrument dérivé sur taux d'intérêt en cours en 2019.

La réforme du LIBOR pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. La facilité utilise comme taux de référence le LIBOR pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens («CDOR») 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. À l'heure actuelle, aucun emprunt n'a été effectué sur la facilité de crédit. L'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois; toutefois, seuls les taux CDOR à six et à douze mois ont été abandonnés et il n'est actuellement pas prévu de cesser la publication d'autres taux CDOR.

En outre, la Société est partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois, qui devraient être réglés au troisième trimestre de 2022. Le LIBOR à trois mois cessera d'être publié le 30 juin 2023.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

La Société peut adopter les stratégies de couverture suivantes pour atténuer le risque de change :

- Des contrats de change à terme afin de réduire les variations défavorables des taux de change sur les dépenses liées aux projets et les distributions reçues en devises
- Des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net
- La désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux de change relativement à certaines filiales à l'étranger

La cible de la Société est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans, dont un minimum de 90 % au cours de l'année considérée, 70 % au cours de l'année suivante, 50 % au cours de la troisième année et 30 % au cours de la quatrième année. L'exposition au dollar américain sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars américains et de contrats de change à terme. L'exposition au dollar australien sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars australiens et de contrats de change à terme.

i. Couvertures de l'investissement net

En désignant la dette en devises comme couverture de l'investissement net de la Société dans des filiales à l'étranger, la Société a déterminé que la couverture est efficace dans la mesure où la monnaie étrangère des investissements nets correspond à la devise de la couverture et que, par conséquent, un lien économique existe.

Les couvertures de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger comprenaient la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2020).

ii. Couvertures de flux de trésorerie

La Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères ainsi qu'à des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net.

Aux 31 décembre		2021		2020			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>							
10 \$ CA	8 \$ US	–	2022	71 \$ CA	54 \$ US	(2)	2021
19 \$ AU	14 \$ US	–	2022	–	–	–	–

iii. *Éléments autres que de couverture*

La Société a aussi recours aux contrats de change pour gérer ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change.

Aux 31 décembre				2021				2020			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>											
28 \$ AU	26 \$ CA	(5)	2022-2025	197 \$ AU	181 \$ CA	(14)	2021-2024				
271 \$ US	357 \$ CA	8	2022-2025	47 \$ US	72 \$ CA	9	2021-2024				
				4 \$ AU	3 \$ US	–	2021				
				1 \$ CA	1 EUR	–	2021				
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>											
191 \$ CA	150 \$ US	1	2022	191 \$ CA	150 \$ US	2	2022				

iv. *Incidences du risque de change*

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers libellés dans des monnaies étrangères autres que la monnaie fonctionnelle de la Société est présentée ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ (0,03 \$ en 2020 et 0,03 \$ en 2019) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2021		2020		2019	
Monnaie étrangère	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Dollar américain	(13)	1	(8)	1	(18)	2
Dollar australien	1	–	(4)	–	(6)	–
Total	(12)	1	(12)	1	(24)	2

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

II. **Risque de crédit**

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2021 :

	Note de qualité investissement (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ^{1,2}	89	11	100	651
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	185
Actifs de gestion du risque ¹	86	14	100	707
Total				1 543

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

2) Comprend un prêt à recevoir à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

Une analyse de dépréciation est réalisée à chaque date de clôture à l'aide d'une matrice pour calculer les pertes de crédit attendues. Les taux de dotation sont fondés sur les taux de défaillance historiques de créances clients des segments ainsi que sur les cotes de crédit prospectives et les taux de défaillance prévus. En plus du calcul des pertes de crédit attendues, TransAlta surveille l'information prospective clé qui pourrait indiquer que les pourcentages de créances douteuses historiques, les cotes de crédit prospectives attribuées par S&P et les taux de défaillance prévus ne représentent plus les pertes de crédit futures attendues. Le calcul reflète le montant fondé sur des pondérations probabilistes, la valeur temps de l'argent et les informations raisonnables et justifiables disponibles à la date de clôture sur des événements passés, des circonstances actuelles et des prévisions de la conjoncture économique à venir. TransAlta considère que la concentration du risque relativement aux créances clients est faible étant donné que ses clients sont établis dans différents territoires et exercent leurs activités dans plusieurs secteurs. Au 31 décembre 2021, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2021, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 37 millions de dollars au 31 décembre 2021 (22 millions de dollars en 2020).

Dans le contexte économique actuel attribuable à la pandémie de COVID-19, TransAlta a mis en œuvre les mesures supplémentaires suivantes afin de surveiller les changements dans la capacité de ses contreparties à s'acquitter de leurs obligations :

- Surveillance quotidienne des événements ayant une incidence sur la solvabilité d'une contrepartie et l'abaissement de la note de crédit d'une contrepartie
- Contrôle et suivi hebdomadaires, s'il y a lieu, des créances clients
- Examen et surveillance des principaux fournisseurs, contreparties et clients (p. ex., acheteurs)

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

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 31 décembre 2021, une agence de notation a maintenu la note de qualité investissement accordée à TransAlta et deux agences de notation lui ont donné une note de qualité inférieure. Entre 2022 et 2024, un montant d'environ 1 milliard de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, dont un montant d'environ 515 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours et au classement de l'obligation de Kent Hills Wind LP dans la tranche courante de la dette.

Des garanties sont fournies selon les modalités négociées avec les contreparties, modalités qui peuvent faire référence à la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences de notation. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

TransAlta gère le risque de liquidité en surveillant la liquidité des positions de négociation, en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché, en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil, et en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles. La Société n'a pas recours à des instruments dérivés ou à la comptabilité de couverture pour gérer le risque de liquidité.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	689	—	—	—	—	—	689
Dettes à long terme ¹							
Débentures	—	—	—	—	—	251	251
Billets de premier rang	511	—	—	—	—	383	894
Dettes sans recours — Hydroélectricité	—	45	—	—	—	—	45
Dettes sans recours — Énergie éolienne et énergie solaire	263	49	52	54	51	283	752
Dettes sans recours — Gaz	44	45	47	59	61	855	1 111
Financement donnant droit à des avantages fiscaux	15	15	14	14	15	68	141
Divers	3	1	—	—	—	—	4
Titres échangeables ²	—	—	—	750	—	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(45)	(35)	(117)	(95)	1	(2)	(293)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(2)	(3)	(3)	1	—	(1)	(8)
Obligations locatives ³	(6)	4	3	3	3	93	100
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	149	120	115	109	104	787	1 384
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	53	53	62	—	—	—	168
Dividendes à verser	62	—	—	—	—	—	62
Total	1 736	294	173	895	235	2 717	6 050

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

2) Supposent que les titres échangeables seront échangés le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars qui devrait être reçu en 2022.

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

IV. Risque lié au prix des capitaux propres

a. Swaps sur rendement total

La Société a des programmes de rémunération, d'unités d'actions différées et d'unités d'actions restreintes dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la Société. La Société a fixé une partie du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la Société à la fin de chaque trimestre.

D. Instruments de couverture – incertitude des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente les modalités des instruments de couverture dérivés et leur incidence sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs :

	Échéance					2027 et par la suite
	2022	2023	2024	2025	2026	
Couvertures de flux de trésorerie						
<i>Contrats de change à terme</i>						
Notionnel (en millions de dollars)						
\$ CA / \$ US	8	—	—	—	—	—
\$ AU / \$ US	14	—	—	—	—	—
Taux de change moyen						
\$ CA / \$ US	0,7893	—	—	—	—	—
\$ AU / \$ US	0,7352	—	—	—	—	—
<i>Instruments de couverture au titre des produits de base</i>						
<i>Électricité</i>						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 329	3 329	3 338	2 628	—	—
Prix moyen (\$ par MWh)	71,95	73,76	75,6	77,49	—	—

E. Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et le rendement financier

I. Incidence des couvertures

L'incidence des instruments de couverture sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Au 31 décembre 2021

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	13 MMWh	285	Actifs de gestion du risque	(181)
Risque de taux d'intérêt				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swap de taux d'intérêt	300 \$ US	3	Actifs de gestion du risque	3
Risque de change				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Dépenses libellées en monnaies étrangères	8 \$ US	—	Actifs de gestion du risque	—
Dépenses libellées en monnaies étrangères	14 \$ US	—	Actifs de gestion du risque	—
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	473 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	—

Au 31 décembre 2020

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	16 MMWh	573	Actifs de gestion du risque	(33)
Risque de taux d'intérêt				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swap de taux d'intérêt	150 \$ US	(3)	Passifs de gestion du risque	3
Swap de taux d'intérêt	75 \$ CA	(4)	Passifs de gestion du risque	4
Risque de change				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Dettes libellées en monnaies étrangères	370 \$ US	472 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	11

L'incidence des éléments couverts sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Aux 31 décembre	2021		2020	
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie prévues – Centralia	(181)	226	(33)	417
Risque de taux d'intérêt				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Charge d'intérêts sur la dette à long terme	3	2	7	19
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹
Risque de change				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Investissements nets dans des filiales à l'étranger	–	(35)	11	(21)

¹) Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat global.

La perte de couverture, avant impôts, comptabilisée dans les autres éléments du résultat global correspond à la variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture de l'investissement net. Aucune inefficacité n'a été comptabilisée dans le résultat net.

L'incidence des éléments couverts désignés dans des relations de couverture sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2021					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	(268)	Produits des activités ordinaires	(13)	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	—	Immobilisations corporelles	1	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	13	Charge d'intérêts	4	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(255)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(8)	Incidence sur le résultat net	—

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime qu'un profit après impôts d'environ 25 millions de dollars sera reclassé du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

Exercice clos le 31 décembre 2020					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	41	Produits des activités ordinaires	(137)	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	—	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	(12)	Charge d'intérêts	(4)	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	28	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(141)	Incidence sur le résultat net	—

Exercice clos le 31 décembre 2019

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	77	Produits des activités ordinaires	(59)	Produits des activités ordinaires	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	6	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	77	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(53)	Incidence sur le résultat net	—

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a comptabilisé un profit latent net de 97 millions de dollars (profit de 43 millions de dollars en 2020 et profit de 33 millions de dollars en 2019) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, un profit de 6 millions de dollars (profit de 11 millions de dollars en 2020 et profit de 24 millions de dollars en 2019) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend respectivement des profits latents nets de 4 millions de dollars (perte de 2 millions de dollars en 2020 et profit de 6 millions de dollars en 2019) et des profits réalisés nets de 2 millions de dollars (profits de 13 millions de dollars en 2020 et profits de 18 millions de dollars en 2019).

F. Garanties**I. Actifs financiers donnés en garantie**

Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni 55 millions de dollars (49 millions de dollars en 2020) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients des états de la situation financière consolidés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2021, la Société détenait un montant de 18 millions de dollars (néant en 2020) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le principal lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est comptabilisée dans les dettes fournisseurs des états de la situation financière consolidés.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni une garantie de 356 millions de dollars (163 millions de dollars en 2020) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 120 millions de dollars à ses contreparties (85 millions de dollars en 2020).

17. Stocks

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

Aux 31 décembre	2021	2020
Pièces et matériaux	82	107
Charbon	27	83
Frais de découverte différés	—	8
Gaz naturel	3	2
Crédits d'émission achetés ¹	55	38
Total	167	238

¹ Les crédits d'émission achetés ont augmenté en raison des crédits d'échange et de conformité achetés, y compris ceux visant à assurer la conformité avec le programme Technology Innovation and Emissions Reduction en Alberta.

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

Les coûts de conformité liés au carbone sont des coûts réglementés engagés par l'entreprise en raison des émissions de gaz à effet de serre («GES») générées par nos centrales en exploitation. L'exposition de TransAlta aux coûts de conformité liés au carbone est atténuée par l'utilisation de crédits d'émission admissibles générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité de la Société, ainsi que par l'achat de crédits d'émission sur le marché à des prix inférieurs au prix de conformité réglementé lié au carbone. Les crédits d'émission générés par nos activités en Alberta ne sont pas inscrits dans nos registres comptables, mais ils devraient être utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos centrales au gaz situées au Canada lorsque le prix de conformité lié au carbone augmentera, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone. Au 31 décembre 2021, la Société était en possession de 2 033 752 crédits d'émission achetés (1 434 761 en 2020) comptabilisés à un montant de 55 millions de dollars (38 millions de dollars en 2020) et disposait d'environ 1 922 973 (1 211 230 en 2020) crédits d'émission non comptabilisés.

La variation des stocks se présente comme suit :

	2021	2020
Solde aux 1 ^{er} janvier	238	251
Ajouts nets (utilisation nette)	22	26
Réductions de valeur du charbon	(65)	(37)
Réductions de valeur de pièces et de matériaux	(28)	—
Variation des taux de change	—	(2)
Solde aux 31 décembre	167	238

À la suite de la décision prise en 2020 d'ajuster la durée d'utilité des actifs de la mine de Highvale pour la rendre conforme aux plans de conversion au gaz de la Société, le coût standard du charbon a augmenté en 2021 et en 2020 en raison de l'augmentation de l'amortissement et de la baisse de la consommation de charbon. Au cours de la même période, comme la Société ne s'attendait pas à pouvoir recouvrer le coût du charbon compte tenu des prix de l'électricité, elle a comptabilisé une réduction de valeur de 65 millions de dollars (37 millions de dollars en 2020) sur ses stocks de charbon produits en interne pour les ramener à leur valeur nette de réalisation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, dont une tranche de 48 millions de dollars se rapporte à l'augmentation de l'amortissement découlant de la fermeture accélérée de la mine.

En outre, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 28 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. En raison de la fermeture accélérée de la mine de Highvale et de l'achèvement de la conversion au gaz naturel en 2021, il a été établi qu'une partie des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon ne serait pas utilisée dans les activités de nos centrales converties au gaz naturel et, par conséquent, leur valeur a été ajustée à la baisse à leur valeur nette de réalisation prévue à la fin de 2021.

18. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production d'énergie renouvelable	Production d'énergie au gaz ¹	Transition énergétique ¹	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ²	Total
Coût							
Au 31 décembre 2019, montants présentés antérieurement	91	3 574	1 671	7 342	228	489	13 395
Ajustements liés à la nouvelle sectorisation	—	—	2 402	(2 402)	—	—	—
Au 31 décembre 2019, montants ajustés	91	3 574	4 073	4 940	228	489	13 395
Ajouts	—	—	—	—	478	8	486
Acquisitions (note 4)	—	—	1	—	—	—	1
Cessions	(2)	—	—	(1)	—	(2)	(5)
Dépréciation (note 7)	(9)	(2)	—	(69)	—	(1)	(81)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	8	1	85	—	—	94
Mise hors service d'actifs	—	(7)	(47)	(3)	—	(1)	(58)
Variation des taux de change	(1)	(14)	45	(39)	—	6	(3)
Transferts	17	33	(138)	(12)	(211)	(120)	(431)
Au 31 décembre 2020, montants ajustés	96	3 592	3 935	4 901	495	379	13 398
Ajouts	—	—	—	—	478	2	480
Acquisitions (note 4)	—	146	—	—	—	—	146
Cessions	(1)	—	(2)	(74)	(2)	—	(79)
Dépréciation (note 7)	—	(15)	(2)	(468)	(91)	(13)	(589)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	129	6	—	—	—	135
Mise hors service d'actifs	—	(15)	(57)	(49)	—	—	(121)
Variation des taux de change	—	3	(25)	2	—	(6)	(26)
Transferts	1	303	232	201	(696)	4	45
Au 31 décembre 2021	96	4 143	4 087	4 513	184	366	13 389
Amortissement cumulé							
Au 31 décembre 2019, montants présentés antérieurement	—	1 284	900	4 836	—	168	7 188
Ajustements liés à la nouvelle sectorisation	—	—	1 137	(1 137)	—	—	—
Au 31 décembre 2019, montants ajustés	—	1 284	2 037	3 699	—	168	7 188
Amortissement	—	141	258	304	—	14	717
Mise hors service d'actifs	—	(5)	(43)	(3)	—	—	(51)
Cessions	—	—	—	(1)	—	(1)	(2)
Variation des taux de change	—	(4)	18	(37)	—	2	(21)
Transferts	—	—	(212)	(29)	—	(14)	(255)
Au 31 décembre 2020, montants ajustés	—	1 416	2 058	3 933	—	169	7 576
Amortissement	—	154	184	264	—	12	614
Mise hors service d'actifs	—	(9)	(55)	(48)	—	—	(112)
Cessions	—	—	(1)	(72)	—	—	(73)
Variation des taux de change	—	—	(8)	2	—	(1)	(7)
Transferts	—	—	—	71	—	—	71
Au 31 décembre 2021	—	1 561	2 178	4 150	—	180	8 069
Valeur comptable							
Au 31 décembre 2019, montants ajustés	91	2 290	2 036	1 241	228	321	6 207
Au 31 décembre 2020, montants ajustés	96	2 176	1 877	968	495	210	5 822
Au 31 décembre 2021	96	2 582	1 909	363	184	186	5 320

1) Les catégories Production d'énergie au gaz et Transition énergétique comprennent les catégories Production d'énergie au charbon et Biens et matériel miniers présentées auparavant.

2) Comprendent les pièces de rechange importantes et les pièces de sécurité disponibles, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés.

A. Production d'énergie renouvelable

En 2021, la Société a acquis les parcs solaires en Caroline du Nord (se reporter à la note 4 pour plus de détails).

Au troisième trimestre de 2021, une tour s'est effondrée à l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 2 millions de dollars. À la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales des défaillances, la Société a annoncé, le 11 janvier 2022, que les fondations des 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills devaient être entièrement remplacées. Étant donné que les éoliennes ne seront pas remises en service avant le remplacement des fondations, les fondations ont été radiées, ce qui a donné lieu à une augmentation de l'amortissement de 12 millions de dollars.

Les transferts des actifs en construction en 2021 sont liés au parc éolien Windrise (255 millions de dollars) et au projet de réfection du parc éolien de Kent Hills (7 millions de dollars), le solde étant lié à d'autres centrales éoliennes et hydroélectriques. En 2020, les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles étaient liés au projet WindCharger et aux travaux d'entretien d'envergure planifiés.

B. Production d'énergie au gaz

En 2021, la Société a achevé la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance, qui sont passées du charbon thermique au gaz naturel. Les transferts des actifs en construction de 200 millions de dollars sont liés aux conversions prévues du charbon au gaz, le solde étant lié aux centrales alimentées au gaz en Australie et aux États-Unis.

En 2019, la vente de l'unité 3 de Genesee a donné lieu à un profit de 77 millions de dollars, qui a été comptabilisé au poste Profit à la vente d'actifs et autres dans le compte de résultat au cours du quatrième trimestre.

Les transferts hors des immobilisations corporelles en 2020 étaient principalement liés au retrait des actifs de Southern Cross des immobilisations corporelles pour les transférer aux créances au titre des contrats de location-financement et au reclassement du gazoduc Pioneer et du matériel minier dans les actifs détenus en vue de la vente. En 2020, les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles étaient liés à la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance.

C. Production d'énergie du secteur Transition énergétique

L'unité 1 de la centrale de Keephills, l'unité 5 de la centrale de Sundance et l'unité 3 de la centrale de Sundance ont été mises hors service respectivement le 31 décembre 2021, le 1^{er} novembre 2021 et le 31 juillet 2020. L'unité 4 de la centrale de Sundance sera mise hors service le 1^{er} avril 2022. En 2021, la Société a vendu du matériel lié à la production au charbon, ce qui a donné lieu à un profit à la vente de 23 millions de dollars. L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020, conformément à ce qui était prévu initialement.

Les transferts des actifs en construction en 2021 se rapportent principalement à l'unité 1 de la centrale de Keephills (20 millions de dollars), à l'unité 5 de la centrale de Sundance (78 millions de dollars), et aux biens et matériel miniers liés à SunHills et à Centralia (100 millions de dollars). La Société a transféré certains actifs de production du secteur Transition énergétique dans les actifs détenus en vue de la vente à la suite de l'évaluation faite en vertu de l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. Dans le cadre de cette évaluation, aucune imputation pour dépréciation n'a été comptabilisée à l'égard de la valeur comptable de 25 millions de dollars. En 2020, les transferts entre catégories d'immobilisations corporelles étaient liés à l'achat du terrain de Centralia.

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale avant la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour la rendre conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 15 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au deuxième semestre de 2020.

D. Actifs en construction

Les premières activités de construction du projet de parc éolien Garden Plain ont commencé au troisième trimestre de 2021. De plus, la Société a entamé la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2021. Le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields 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 du nord existant de Southern Cross Energy de 169 MW, en Australie-Occidentale. Une fois la construction terminée, les projets seront transférés dans les créances au titre des contrats de location-financement.

Pour 2021, les ajouts comprennent 96 millions de dollars (156 millions de dollars en 2020) pour le projet de parc éolien Windrise, 32 millions de dollars (néant en 2020) pour les projets de parcs éoliens White Rock, 38 millions de dollars (néant en 2020) pour le projet de parc éolien Garden Plain, 14 millions de dollars (31 millions de dollars en 2020) pour la centrale de cogénération de Kaybob, 91 millions de dollars (93 millions de dollars en 2020) pour les conversions du charbon au gaz et des dépenses d'entretien d'envergure planifié. Pour 2020, les ajouts comprenaient 6 millions de dollars pour le projet de stockage à batteries WindCharger et 17 millions de dollars pour le terrain de la mine de Centralia.

Les transferts dans les actifs détenus en vue de la vente comprennent un montant de 25 millions de dollars lié à la valeur de récupération du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance.

En 2021, la Société a incorporé des intérêts de 14 millions de dollars (8 millions de dollars en 2020) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,0 % (6,0 % en 2020).

19. Actifs au titre de droits d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types de matériel. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes. Ils sont négociés individuellement et comportent un large éventail de modalités. Les contrats de location n'imposent pas de restrictions, mais les actifs loués ne peuvent pas être utilisés comme garantie à des fins d'emprunt.

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation est présenté ci-dessous :

	Terrains	Bâtiments	Véhicules	Matériel	Gazoduc	Total
Au 31 décembre 2019	58	16	2	25	45	146
Ajouts	3	13	—	—	—	16
Amortissement	(3)	(5)	(1)	(9)	(3)	(21)
Au 31 décembre 2020	58	24	1	16	42	141
Ajouts	—	1	—	—	—	1
Acquisitions (note 4)	13	—	—	—	—	13
Amortissement	(3)	(5)	—	(2)	(1)	(11)
Cession d'actifs (note 4)	—	—	—	—	(41)	(41)
Transferts	—	—	—	(8)	—	(8)
Au 31 décembre 2021	68	20	1	6	—	95

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente du gazoduc Pioneer à ATCO. Dans le cadre de la transaction, le contrat de livraison de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline Limited Partnership a été résilié, ce qui a entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation de 41 millions de dollars et de l'obligation locative de 43 millions de dollars se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, TransAlta a payé un montant de 15 millions de dollars (33 millions de dollars en 2020) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 7 millions de dollars (8 millions de dollars en 2020) en intérêts et 8 millions de dollars (25 millions de dollars en 2020) en remboursements du principal.

La Société n'est pas tenue de comptabiliser à titre d'obligations locatives et d'actifs au titre de droits d'utilisation les contrats de location à court terme (dont la durée est de moins de 12 mois) et les contrats de location dont le montant total des paiements de loyers est inférieur à son seuil de capitalisation.

Certains des contrats de location de terrains de la Société respectant la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés puisqu'ils prévoient des paiements variables fondés sur la production ou les produits des activités ordinaires. De plus, certains des contrats de location de terrains prévoient des paiements à effectuer selon le montant le plus élevé entre les paiements minimums fixes ou les paiements variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour ces contrats de location, les obligations locatives ont été comptabilisées selon les paiements minimums fixes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 6 millions de dollars (7 millions de dollars en 2020) au titre de ces contrats de location de terrains. Se reporter aux notes 5, 11, 24 et 36 pour en savoir plus sur les contrats de location.

20. Immobilisations incorporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est présenté ci-dessous :

	Contrats de vente d'électricité	Logiciels et autres	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Droits relatifs aux mines de charbon	Total
Coût					
Au 31 décembre 2019	250	378	11	149	788
Ajouts	—	—	14	—	14
Acquisition (note 4)	37	—	—	—	37
Cessions	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	(2)	—	—	—	(2)
Transferts	(16)	35	(22)	—	(3)
Au 31 décembre 2020	269	412	3	149	833
Ajouts	—	—	9	—	9
Dépréciation (note 7)	—	—	—	(17)	(17)
Variation des taux de change	—	(2)	—	—	(2)
Transferts	—	12	(8)	—	4
Au 31 décembre 2021	269	422	4	132	827
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2019	107	246	—	117	470
Amortissement	15	28	—	8	51
Cessions	—	(1)	—	—	(1)
Transferts	1	(1)	—	—	—
Au 31 décembre 2020	123	272	—	125	520
Amortissement	17	27	—	7	51
Au 31 décembre 2021	140	299	—	132	571
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2019	143	132	11	32	318
Au 31 décembre 2020	146	140	3	24	313
Au 31 décembre 2021	129	123	4	—	256

21. Goodwill

Le goodwill acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises a été affecté aux UGT qui devraient profiter des synergies découlant des acquisitions. Le goodwill par secteur se détaille comme suit :

Aux 31 décembre	2021	2020
Hydroélectricité	258	258
Énergie éolienne et énergie solaire	175	175
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	463	463

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2021, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie établies d'après les prévisions à long terme de la Société pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2052. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. En 2021, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie déterminée en 2019 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2021. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et du secteur Hydroélectricité sont les suivantes :

- En 2021, des taux d'actualisation variant de 5,0 % à 6,4 % (de 4,8 % à 6,3 % en 2020) ont été utilisés aux fins du test de dépréciation du goodwill du secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- Les prévisions au titre de la production d'électricité de chaque centrale sont établies en tenant compte des contrats de vente d'électricité, de la production passée, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions, et des projets d'entretien et d'expansion des immobilisations.
- Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix de l'électricité utilisés dans ces modèles de 2021 variaient entre 17 \$ et 136 \$ par MWh au cours de la période de prévision (6 \$ à 160 \$ par MWh en 2020).

22. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2021	2020
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	65	70
Frais de mise en valeur de projets	29	25
Charges payées d'avance à long terme et autres actifs	48	59
Prêt à recevoir	55	52
Total des autres actifs	197	206
Compris dans les états de la situation financière consolidés :		
Total des autres actifs courants (note 14)	55	—
Total des autres actifs non courants	142	206
Total des autres actifs	197	206

Les coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité du CAÉ de la centrale de South Hedland.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts des projets de parc éolien aux États-Unis et des projets de mise en valeur en Australie. Certains coûts des projets ont été radiés en 2021 étant donné l'incertitude quant au moment de la mise en œuvre des projets (se reporter à la note 7).

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent : la partie financée des engagements de transport ferroviaire dont il est question à la note 36 C), la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le « projet de loi TransAlta Energy ») dont il est question à la note 36 G) et d'autres charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 55 millions de dollars (52 millions de dollars en 2020) consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le prêt non garanti porte intérêt à 4,55 %, le principal et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance en octobre 2022; il a donc été déplacé dans les actifs courants (note 14).

23. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

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

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2019	501	45	546
Passifs contractés	1	34	35
Passifs réglés	(18)	(19)	(37)
Désactualisation	30	—	30
Acquisition de passifs	1	—	1
Révisions des flux de trésorerie estimés	61	11	72
Révisions des taux d'actualisation ¹	36	—	36
Reprises	—	(6)	(6)
Variation des taux de change	(4)	—	(4)
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673
Passifs contractés	8	22	30
Passifs réglés (note 36)	(18)	(62)	(80)
Désactualisation	32	—	32
Acquisition de passifs	2	—	2
Révisions des flux de trésorerie estimés	167	12	179
Révisions des taux d'actualisation	(6)	—	(6)
Reprises	—	(3)	(3)
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827

1) En règle générale, les taux d'actualisation au 31 décembre 2020 sont inférieurs à ceux au 31 décembre 2019 du fait de la baisse des rendements de référence américains et canadiens sans risque sous-jacents et des variations des écarts de crédit découlant de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 0,3 % à 0,9 %.

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673
Partie courante	21	38	59
Partie non courante	587	27	614
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Partie courante	35	13	48
Partie non courante	758	21	779

A. Démantèlement et remise en état

La Société comptabilise une provision pour toutes les centrales et mines à l'égard desquelles TransAlta a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site en état. TransAlta estime à environ 1,6 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2022 et 2072. La grande partie des coûts sera engagée entre 2025 et 2050.

En 2021, la Société a ajusté la provision au titre du démantèlement et de la remise en état des actifs éoliens pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment à l'égard des frais de démantèlement des parcs éoliens. 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 120 millions de dollars. Le changement dans l'estimation n'est pas lié à la défaillance de la tour notée au quatrième trimestre de 2021. La Société a également augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'environ 47 millions de dollars pour la centrale de Sundance et les unités de la centrale de Keephills au sein des secteurs Gaz et Transition énergétique afin de tenir compte du changement dans le calendrier des travaux de remise en état prévus découlant de la mise hors service d'actifs et des changements dans la durée d'utilité de certains actifs. Ces changements ont entraîné une augmentation des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2020) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2021, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 188 millions de dollars (131 millions de dollars en 2020) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de Highvale.

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la centrale de Sarnia afin de refléter la mise à jour de l'étude technique. 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 diminué de 15 millions de dollars, ce qui a entraîné une diminution des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements de matériel minier. 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 75 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation des actifs connexes inclus dans les immobilisations corporelles.

B. Autres provisions

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités d'exploitation continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le calendrier du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société à négocier le meilleur règlement.

Au troisième trimestre de 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale, décision en raison de laquelle les paiements de redevances futurs restants liés à l'extraction du charbon n'ont aucun avantage économique futur. Les paiements exigibles aux termes du contrat de redevances se poursuivront jusqu'en 2023. Au 31 décembre 2021, le solde résiduel de la provision était de 14 millions de dollars.

Pour le quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit avant la fin de 2021. La dernière livraison de charbon a été reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements exigibles aux termes du contrat se poursuivront jusqu'en 2025. Au 31 décembre 2021, le solde résiduel de la provision était de 14 millions de dollars.

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

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre				2021			2020		
	Secteur	Échéance	Monnaie	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Facilités de crédit									
Facilité bancaire consortiale consentie ²	Siège social	2025	Dollar canadien	—	—	— %	114	114	2,7 %
Débetures									
Billets à moyen terme à 7,3 %	Siège social	2029	Dollar canadien	110	110	7,3 %	109	110	7,3 %
Billets à moyen terme à 6,9 %	Siège social	2030	Dollar canadien	141	141	6,9 %	140	141	6,9 %
Billets de premier rang³									
Billets de premier rang à 6,5 %	Siège social	2040	Dollar américain	378	383	6,5 %	380	383	6,5 %
Billets de premier rang à 4,5 %	Siège social	2022	Dollar américain	510	511	4,5 %	506	511	4,5 %
Dette sans recours									
Obligation de Melancthon Wolfe Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar canadien	235	237	3,8 %	268	270	3,8 %
Obligation de New Richmond Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2032	Dollar canadien	120	121	4,0 %	127	128	4,0 %
Obligation de Kent Hills Wind LP ⁴	Énergie éolienne et énergie solaire	2033	Dollar canadien	221	221	4,5 %	230	233	4,5 %
Obligation de Windrise Wind LP	Énergie éolienne et énergie solaire	2041	Dollar canadien	171	173	3,4 %	—	—	— %
Obligation de la centrale de Pingston	Hydro-électricité	2023	Dollar canadien	45	45	3,0 %	45	45	3,0 %
Obligation de TAPC Holdings LP (Poplar Creek)	Gaz	2030	Dollar canadien	102	104	4,4 %	111	113	4,5 %
Obligation de TEC Hedland PTY Ltd ⁵	Gaz	2042	Dollar australien	732	742	4,1 %	772	782	4,1 %
Obligation de TransAlta OCP LP	Gaz	2030	Dollar canadien	263	265	4,5 %	284	287	4,5 %
Financement donnant droit à des avantages fiscaux									
Parcs éoliens Big Level et d'Antrim ⁶	Énergie éolienne et énergie solaire	2029	Dollar américain	106	112	6,6 %	112	119	6,6 %
Parc éolien Lakeswind ⁷	Énergie éolienne et énergie solaire	2029	Dollar américain	18	18	10,5 %	22	22	10,5 %
Parcs solaires en Caroline du Nord ⁸	Énergie éolienne et énergie solaire	2028	Dollar américain	11	11	7,3 %	—	—	—
Divers	Siège social	2023	Dollar canadien	4	4	5,9 %	7	6	5,9 %
Total de la dette à long terme				3 167	3 198		3 227	3 264	
Obligations locatives				100			134		
				3 267			3 361		
Moins : partie courante de la dette à long terme				(837)			(97)		
Moins : partie courante des obligations locatives				(7)			(8)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives				(844)			(105)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives				2 423			3 256		

1) L'intérêt est calculé avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 700 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (700 millions de dollars américains au 31 décembre 2020).

4) L'obligation de Kent Hills Wind LP est classée dans les passifs courants. Se reporter à la rubrique B «Restrictions relatives à la dette sans recours et à d'autres dettes» pour plus de précisions.

5) Valeur nominale de 800 millions de dollars australiens au 31 décembre 2021 (800 millions de dollars australiens en 2020) relativement au placement de TEC.

6) Valeur nominale de 88 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (94 millions de dollars américains en 2020).

7) Valeur nominale de 14 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (16 millions de dollars américains en 2020).

8) Valeur nominale de 9 millions de dollars américains au 31 décembre 2021 (néant en 2020).

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

Au 31 décembre 2021	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels		
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	618	—	632	T2 2025
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	186	—	54	T2 2023
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	98	—	602	T2 2025
Total	2 190	902	—	1 288	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2021, TransAlta avait consenti des garanties au comptant de 55 millions de dollars.

2) Comprend des lettres de crédit émises des facilités de lettre de crédit de TransAlta et de TransAlta Renewables.

La Société dispose de facilités bancaires consortiales consenties totalisant 2 milliards de dollars (2 milliards de dollars en 2020) et de facilités de crédit bilatérales consenties de 0,2 milliard de dollars, dont un montant de 1,3 milliard de dollars était disponible au 31 décembre 2021 (1,5 milliard de dollars en 2020), y compris les lettres de crédit non utilisées. Ces facilités constituent la première source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. Les facilités comprennent une facilité de crédit de 1,3 milliard de dollars ayant été convertie en facilité comportant un emprunt lié au développement durable et dont l'échéance a été prorogée jusqu'au 30 juin 2025. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. En outre, l'échéance des facilités de crédit bilatérales consenties de la Société a également été repoussée au 30 juin 2023. Les taux d'intérêt sur les facilités de crédit varient selon l'option retenue : le taux préférentiel canadien, le taux des acceptations bancaires, le LIBOR en dollars américains ou le taux de base aux États-Unis, conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,3 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 947 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie et de 17 millions de dollars (17 millions de dollars en principal) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la rubrique E ci-après).

TransAlta a des lettres de crédit de 157 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

Débetures

Le 25 novembre 2020, la Société a remboursé 400 millions de dollars de ses billets à moyen terme à 5,0 % échéant à cette date.

Billets de premier rang

Un montant de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2020) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger américains.

Dettes sans recours

Le 6 décembre 2021, TransAlta a conclu un placement d'obligations vertes garanties d'environ 173 millions de dollars par voie de placement privé (le «placement»). Le placement est garanti par une charge de premier rang sur tous les actifs de l'émetteur, Windrise Wind LP. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission au taux annuel de 3,41 %, et elles viennent à échéance le 30 septembre 2041. Jusqu'au 31 décembre 2022 inclusivement, seuls des intérêts seront versés sur les obligations, puis des remboursements de principal et des versements d'intérêts seront effectués trimestriellement à compter du 31 mars 2023. TransAlta prévoit utiliser le produit tiré du placement pour financer ou refinancer des projets verts admissibles, notamment des centrales d'énergie renouvelable, et pour financer un compte de réserve pour la construction.

Le 22 octobre 2020, TEC a conclu un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Les billets portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les fonds ont servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit et à financer les possibilités de croissance future au sein de TransAlta Renewables. Le placement de TEC s'est vu accorder une note de BBB par l'agence de notation Kroll Bond.

Financement donnant droit à des avantages fiscaux

Les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont généralement représentés par les placements en titres de capitaux propres initialement effectués par les investisseurs pour chaque projet (déduction faite des coûts de financement engagés), à l'exception des financements donnant droit à des avantages fiscaux de Lakeswind et des parcs solaires en Caroline du Nord acquis qui ont été initialement comptabilisés à leur juste valeur. Le solde d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux est réduit de la valeur des avantages fiscaux (crédits d'impôt à la production, amortissement fiscal et crédits d'impôt à l'investissement) accordés à l'investisseur et des distributions en espèces qui lui ont été versées pour sa quote-part du résultat net et des flux de trésorerie générés par chaque projet, tandis qu'il est augmenté des intérêts comptabilisés au taux d'intérêt implicite. Les dates d'échéance de chaque financement peuvent être modifiées et sont essentiellement tributaires du moment où l'investisseur du projet atteint le taux de rendement cible convenu. La Société prévoit que les dates d'échéance des financements donnant droit à des avantages fiscaux seront les suivantes : 31 mars 2030 pour Big Level et Antrim, soit 10 ans après la mise en service des projets; 31 mars 2029 pour Lakeswind; et 31 décembre 2028 pour les parcs solaires en Caroline du Nord.

Divers

Les autres dettes sont constituées d'une obligation liée à un emprunt commercial non garanti qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023, exigeant des paiements annuels de principal et d'intérêts.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2021, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette, à l'exception de l'obligation sans recours du parc éolien de Kent Hills, tel qu'il est mentionné ci-après.

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

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de Pingston, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de TEC Hedland Pty Ltd, de Windrise Wind LP et de TransAlta OCP LP dont la valeur comptable s'élevait à 1,9 milliard de dollars au 31 décembre 2021 (1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2020) sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au quatrième trimestre de 2021, à l'exception de l'obligation sans recours du parc éolien de Kent Hills, tel qu'il est mentionné ci-après. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2022. Au 31 décembre 2021, un montant de 67 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2020) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières. Au 31 décembre 2021, une tranche de 6 millions de dollars de la trésorerie du parc éolien de Kent Hills ne pouvait être distribuée aux autres entités de la Société ou celles-ci étaient dans l'incapacité d'y avoir accès, tel qu'il est mentionné ci-après.

Les autres entités de la Société sont dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 3 millions de dollars (4 millions de dollars australiens) du produit tiré des billets de TEC, étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités responsables des projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

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

Puisqu'ils a été établi que les fondations des 50 éoliennes devaient être remplacées, et en raison de certaines modifications apportées aux polices d'assurance applicables, la Société a avisé Compagnie Trust BNY Canada, à titre de fiduciaire (le « fiduciaire ») des obligations sans recours d'environ 221 millions de dollars en circulation liées au projet (les « obligations de Kent Hills ») garanties, entre autres, par les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations de Kent Hills. En cas de défaut, les porteurs de plus de 50 % du principal impayé sur les obligations de Kent Hills ont le droit d'ordonner au fiduciaire de déclarer immédiatement exigibles et payables le principal et les intérêts sur les obligations et tous les autres montants exigibles, notamment tout montant compensatoire (39 millions de dollars au 31 décembre 2021), et d'ordonner au fiduciaire d'exercer des droits à l'égard de certains biens donnés en garantie. La Société a entamé des discussions avec le fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills afin de négocier les renonciations et les modifications requises pendant que la Société s'efforce de remédier aux problématiques décrites dans l'avis. Bien que la Société s'attende à conclure une entente avec le fiduciaire et les porteurs des obligations de Kent Hills quant aux modalités d'une renonciation et d'une modification convenables, rien ne garantit qu'elle obtiendra ces renonciations et modifications. Par conséquent, la Société a classé la totalité de la valeur comptable des obligations de Kent Hills en tant que passif courant au 31 décembre 2021.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2021 (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2020) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2021 (1 milliard de dollars au 31 décembre 2020) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élevait à 78 millions de dollars (88 millions de dollars au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, une obligation sans recours d'environ 103 millions de dollars (111 millions de dollars au 31 décembre 2020) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP ont une valeur comptable de 263 millions de dollars (285 millions de dollars au 31 décembre 2020) et sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Remboursements de principal

	2022 ¹	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite	Total
Remboursements de principal ²	836	155	113	127	127	1 840	3 198
Obligations locatives ³	(6)	4	3	3	3	93	100

1) Comprend les obligations sans recours de Kent Hills Wind LP. L'obtention des renonciations et des modifications requises prolongerait le délai des remboursements de principal au-delà de 2022.

2) Excluent l'incidence de la comptabilité de couverture et des dérivés.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2022.

E. Liquidités soumises à restrictions

Au 31 décembre 2021, la Société détenait un montant de néant (9 millions de dollars au 31 décembre 2020) de liquidités soumises à restrictions liées au financement donnant droit à des avantages fiscaux de Big Level détenu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit a été libéré du compte de réserve pour la construction en 2021.

La Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2020) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2022.

La Société détenait également une tranche de 53 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2020) de liquidités soumises à restrictions liées aux billets de TEC, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux conclus avec TEC et aux fins du service de la dette. Les réserves de trésorerie peuvent être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

F. Lettres de crédit

Les lettres de crédit émises par TransAlta sont prélevées de sa facilité de crédit consortiale consentie, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de ses deux facilités de lettre de crédit non consenties de 150 millions de dollars et de 100 millions de dollars. Les lettres de crédit émises par TransAlta Renewables sont prélevées sur sa facilité de lettre de crédit non consentie de 150 millions de dollars.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la Société et certaines de ses filiales. Si la Société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tout montant à payer par la Société ou ses filiales en vertu de ces contrats figure dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 décembre 2021 totalisaient 902 millions de dollars (621 millions de dollars en 2020) et aucun montant (néant en 2020) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

25. Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables, titres qui pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»).

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a également été versée à la réception de la première tranche. Ces coûts de transaction représentant 3% de l'investissement total de 750 millions de dollars ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débetures subordonnées non garanties.

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débetures subordonnées non garanties portant intérêt à 7% échéant le 1^{er} mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur.

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débetures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	335	350	7 %	330	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ¹	400	400	7 %	400	400	7 %
Total de la dette à long terme	735	750		730	750	

1) Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Le 13 décembre 2021, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,764% par action payable le 28 février 2022. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts (note 11).

B. Option d'échange

Description	31 déc. 2021		31 déc. 2020	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange - dérivé incorporé	—	+néant -32	—	+néant -33

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger, après le 31 décembre 2024, tous les titres échangeables en circulation contre une participation pouvant aller jusqu'à 49 % dans une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible. Par conséquent, l'option d'échange est évaluée en utilisant un modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents, uniquement lorsque ces variations représentent un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, hypothèses qui ont trait principalement à la variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs. L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs de 1 % du taux d'actualisation est une variation raisonnablement possible.

La participation maximale que Brookfield peut détenir relativement aux actifs hydroélectriques est de 49 %. Si la participation de Brookfield au moment de la conversion est inférieure à 49 %, Brookfield dispose d'une option non récurrente payable en espèces, pouvant être exercée jusqu'au 31 décembre 2028 et, pourvu que Brookfield détienne au moins 8,5 % des actions ordinaires de TransAlta, lui permettant d'augmenter sa participation jusqu'à 49 %. En vertu de cette option complémentaire, Brookfield pourra acquérir une participation supplémentaire de 10 % dans l'entité détenant les actifs hydroélectriques, à condition que le cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours («CMPV») des actions ordinaires de TransAlta ne soit pas inférieur à 14 \$ l'action avant l'exercice de l'option, et jusqu'à 49 % si le CMPV sur 20 jours des actions ordinaires de TransAlta n'est pas inférieur à 17 \$ l'action. Si la valeur de l'investissement dépassait une participation de 49 %, Brookfield aurait droit à un paiement en espèces égal au solde du prix de rachat.

Selon les modalités de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % avant le 1^{er} mai 2021. Au 31 décembre 2021, Brookfield détenait ou possédait, par l'intermédiaire des membres de son groupe, un total de 35 425 696 actions ordinaires, ou exerçait un contrôle sur celles-ci, ce qui représente environ 13,1 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution. Dans le cadre de la convention d'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil.

26. Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants

Les composantes des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2021	2020
Obligations au titre des prestations définies (note 31)	228	282
Montants à payer au titre des plans incitatifs à long terme (note 30)	4	4
Divers	21	12
Total	253	298

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. En raison de la hausse des taux d'actualisation en 2021, attribuable principalement à la hausse des taux de référence du marché, les obligations au titre des prestations définies ont diminué de 54 millions de dollars pour s'établir à 228 millions de dollars au 31 décembre 2021 (282 millions de dollars au 31 décembre 2020).

27. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

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

Aux 31 décembre	2021		2020	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	269,8	2 896	277,0	2 978
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	—	—	(7,3)	(79)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	(3)	—	(3)
Options d'achat d'action exercées	1,2	8	0,1	—
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	271,0	2 901	269,8	2 896

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

Les actions rachetées par la Société dans le cadre de l'OPRA sont comptabilisées en réduction du capital-actions correspondant à la valeur comptable moyenne des actions ordinaires. Tout écart entre le prix de rachat total et la valeur comptable moyenne des actions ordinaires est comptabilisé dans le déficit.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de l'exercice :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020
Total des actions rachetées ¹	—	7 352 600
Prix de rachat moyen par action	—	8,33 \$
Coût total	—	61
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	—	79
Montant comptabilisé dans le déficit	—	18

¹ Au 31 décembre 2021, comprend néant actions (456 200 en 2020) qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison du délai entre la date de la transaction et la date de règlement.

2021

Le 25 mai 2021, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,16 % du flottant au 18 mai 2021. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la TSX ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 31 mai 2021 et se termine le 30 mai 2022, ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle la Société aura choisi de mettre fin à l'OPRA. Aucune action ordinaire n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente.

2020

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de cette OPRA, la Société était autorisée à acheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % de ses actions ordinaires émises au 25 mai 2020.

C. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été modifié et mis à jour le 26 avril 2019 afin de refléter les pratiques actuelles du marché et de tenir compte des modifications apportées à la réglementation applicable aux offres publiques d'achat. Comme il est exigé, le régime de droits des actionnaires doit être soumis tous les trois ans à l'approbation des actionnaires de la Société. Il a été approuvé la dernière fois le 26 avril 2019 et devra être approuvé lors de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2022. L'objectif premier du régime de droits des actionnaires est d'inciter l'acquéreur éventuel à respecter un certain nombre de critères minimaux dans le but de promouvoir le traitement équitable et égal de tous les porteurs d'actions ordinaires. Lorsqu'un actionnaire acheteur acquiert 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, sauf dans des circonstances précises, notamment au moyen d'une «offre autorisée» ou d'une «offre autorisée concurrente» (au sens attribué à ces termes dans le régime de droits des actionnaires), les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf ceux détenus par l'actionnaire acheteur. Chaque droit émis permettra à son porteur, sauf à l'actionnaire acheteur, d'acheter des actions ordinaires supplémentaires moyennant un escompte important par rapport au cours du marché, exposant ainsi la personne qui acquiert 20 % ou plus des actions à une dilution considérable de ses avoirs.

D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(576)	(336)	52
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	271	275	283
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(2,13)	(1,22)	0,18

E. Dividendes

Le 13 décembre 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2022.

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

28. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

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

Aux 31 décembre	2021		2020	
Série	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	9,6	235	10,2	248
Série B	2,4	58	1,8	45
Série C	11,0	269	11,0	269
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	38,6	942	38,6	942

I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A

Le 18 mars 2021, la Société a annoncé que 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A, compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 9,6 millions d'actions de série A et 2,4 millions d'actions de série B émises et en circulation au 31 mars 2021.

II. Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à un taux donné, sur approbation du conseil. Après une période initiale d'environ cinq ans à partir de la date d'émission et tous les cinq ans par la suite («date de rajustement du taux»), le taux fixe est rajusté pour correspondre à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada (le taux d'intérêt fixe «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. À chacune des dates de rajustement du taux :

- les actions privilégiées sont rachetables au gré de la Société, en totalité ou en partie, à 25,00 \$ par action, plus la totalité des dividendes déclarés et non versés au moment du rachat;
- les actions privilégiées sont convertibles au gré du porteur d'une série donnée d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables sans droit de vote qui donne droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil, selon la somme du rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada (le taux variable «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. Les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif sont également rachetables au gré de la Société et reconvertibles en chacune des séries initiales d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif, à chacune des dates de rajustement du taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2021 sont les suivantes :

Série	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$)	Prochaine date de conversion	Écart de taux par rapport au taux de référence (en %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,71924	31 mars 2026	2,03	B
B	Taux variable	0,53866	31 mars 2026	2,03	A
C	Taux fixe	1,00676	30 juin 2022	3,10	D
D	Taux variable	—	—	3,10	C
E	Taux fixe	1,29852	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,24700	30 sept. 2024	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2021 et 2020 :

Série	Total des dividendes déclarés	
	2021 ¹	2020
A	7	9
B ²	1	1
C	11	14
E	12	15
G	8	10
Total pour l'exercice	39	49

1) Au premier trimestre de 2021, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2021 ayant été déclaré en décembre 2020.

2) Les actions privilégiées de série B versent des dividendes à taux variable sur une base trimestrielle déterminés selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,03 %.

Le 13 décembre 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2022, de 0,1798 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,1331 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,2517 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,3246 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,3118 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

29. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2021	2020
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(21)	(21)
Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	(14)	(11)
Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, compte tenu du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	–	11
Solde aux 31 décembre	(35)	(21)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	436	527
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, compte tenu du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ¹	(208)	(91)
Solde aux 31 décembre	228	436
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(66)	(55)
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ²	37	(11)
Solde aux 31 décembre	(29)	(66)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(47)	3
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	29	(50)
Solde aux 31 décembre	(18)	(47)
Cumul des autres éléments du résultat global	146	302

1) Déduction faite des impôts sur le résultat de 57 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (23 millions de dollars en 2020).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (3 millions de dollars en 2020).

30. Régimes de paiements fondés sur des actions

La Société a établi les régimes de paiements fondés sur des actions suivants :

A. Régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles

Les attributions aux termes du régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles peuvent être faites une fois l'an, mais elles sont mesurées et évaluées sur une période de trois ans. Les attributions sont déterminées en tant que pourcentage du salaire de base du participant et sont converties en unités d'actions axées sur la performance ou en unités d'actions incessibles en fonction du cours de l'action ordinaire de la Société au moment de l'attribution. Les droits rattachés aux unités d'actions axées sur la performance s'acquiescent sur une période de trois ans à l'atteinte de deux ou trois cibles de performance, lesquelles sont établies au moment de chaque attribution. Les unités d'actions incessibles sont assujetties à une exigence d'acquisition en bloc des droits qui s'y rattachent après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et les unités d'actions incessibles sont directement liées au cours de l'action de la Société sur une période de trois ans et donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2021 s'est élevée à 14 millions de dollars (15 millions de dollars en 2020 et 19 millions de dollars en 2019), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

B. Régime d'unités d'actions différées

Le régime d'unités d'actions différées permet aux membres du conseil et aux dirigeants d'acheter à leur discrétion des unités d'actions différées en contrepartie de certaines composantes de leurs honoraires ou de leur salaire. Une unité d'action différée est une action fictive de même valeur qu'une action ordinaire de la Société, et sa valeur varie comme celle des actions ordinaires de la Société sur le marché. Les unités d'actions différées donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Les unités d'actions différées sont rachetables au comptant, mais elles ne peuvent être rachetées avant la cessation d'emploi ou le départ à la retraite de l'administrateur ou du dirigeant.

La Société comptabilise un passif et une charge au titre de l'appréciation de la valeur des actions ordinaires en sus du prix d'achat des unités d'actions différées et des équivalents de dividendes gagnés. La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions différées a été de 3 millions de dollars en 2021 (1 million de dollars en 2020 et 2 millions de dollars en 2019).

C. Régimes d'options sur actions

Le 4 mai 2021, la Société a approuvé les modifications du régime d'options sur actions visant à réduire le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre de ce programme. Les modifications font passer le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission à 14,5 millions d'actions ordinaires au 31 mars 2021 (16,5 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2020). La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 14,5 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la TSX à la date d'attribution. Le régime prévoit des attributions d'options aux employés à temps plein, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

En 2021, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 9,86 \$. Les droits aux actions visées par des options s'acquiert après trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (0,7 million d'options sur actions à 9,17 \$ en 2020 et 1,4 million d'options sur actions à 5,65 \$ en 2019). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2021 s'est chiffrée à environ 2 millions de dollars (environ 2 millions de dollars en 2020 et environ 1 million de dollars en 2019).

Le tableau ci-après présente le total des options en cours et des options pouvant être exercées aux termes de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2021 :

Fourchette des prix d'exercice ¹ (\$ par action)	Options en cours		
	Nombre d'options (en millions)	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 – 9,00	3,2	4,2	7,54

1) Options pouvant actuellement être exercées au 31 décembre 2021.

31. Avantages futurs du personnel

A. Description

La Société offre, au Canada et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux employés admissibles dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. À l'exception du régime de retraite de Highvale acquis en 2013, les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Il a été mis fin au régime complémentaire de retraite le 31 décembre 2015 et, le 1^{er} janvier 2016, un nouveau régime complémentaire de retraite à cotisations définies a été institué à l'intention des membres de la direction. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime complémentaire.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite aux États-Unis a été effectuée au 1^{er} janvier 2021. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale et du régime de retraite au Canada a été effectuée au 31 décembre 2019. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies est le 31 décembre 2021.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme à la réglementation applicable, laquelle requiert des évaluations actuarielles des caisses de retraite au moins une fois tous les trois ans au Canada, ou plus, selon la situation de capitalisation, et chaque année aux États-Unis. Le régime complémentaire de retraite est entièrement à la charge de la Société. Celle-ci n'est pas tenue de le capitaliser, mais doit verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont dues. En mars 2021, la Société a émis une lettre de crédit de 97 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

La Société offre des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire jusqu'à l'âge de 65 ans pour les employés invalides et les participants retraités grâce à ses régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les dernières évaluations actuarielles à des fins comptables de ces régimes au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2019 et au 1^{er} janvier 2021. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes est le 31 décembre 2021.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont un régime de retraite gouvernemental en Australie et un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis, qui prévoient des cotisations de la part de la Société de l'ordre de 5 % à 10 %, selon le régime. Les cotisations optionnelles des salariés sont permises dans tous les régimes à cotisations définies.

B. Coûts comptabilisés

Les coûts comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice pour les régimes de retraite à prestations définies, les régimes de retraite à cotisations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	2	1	6
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	12	2	—	14
Intérêts sur les actifs des régimes	(8)	—	—	(8)
Profit découlant des réductions et des modifications	(7)	—	—	(7)
Charge au titre de la composante à prestations définies	1	4	1	6
Charge au titre de la composante à cotisations définies	8	—	—	8
Charge nette	9	4	1	14

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	5	2	1	8
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	16	3	1	20
Intérêts sur les actifs des régimes	(11)	(1)	—	(12)
Profit découlant des réductions et des modifications	(2)	—	—	(2)
Charge au titre de la composante à prestations définies	9	4	2	15
Charge au titre de la composante à cotisations définies	9	—	—	9
Charge nette	18	4	2	24

Exercice clos le 31 décembre 2019	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	19	3	1	23
Intérêts sur les actifs des régimes	(12)	(1)	—	(13)
Profit découlant des réductions et des modifications	(3)	—	—	(3)
Charge au titre de la composante à prestations définies	13	4	2	19
Charge au titre de la composante à cotisations définies	9	—	—	9
Charge nette	22	4	2	28

C. Situation des régimes

La situation des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	339	14	–	353
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(469)	(101)	(23)	(593)
Situation de capitalisation – déficit	(130)	(87)	(23)	(240)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(4)	(6)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(126)	(81)	(21)	(228)
Total des montants comptabilisés	(130)	(87)	(23)	(240)

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	367	14	–	381
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(542)	(109)	(24)	(675)
Situation de capitalisation – déficit	(175)	(95)	(24)	(294)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(5)	(5)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(170)	(90)	(22)	(282)
Total des montants comptabilisés	(175)	(95)	(24)	(294)

D. Actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Au 31 décembre 2019	373	13	–	386
Intérêts sur les actifs des régimes	11	1	–	12
Rendement net des actifs des régimes	25	(1)	–	24
Cotisations	6	6	1	13
Prestations versées	(45)	(5)	(1)	(51)
Frais d'administration	(1)	–	–	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	–	–	(2)
Au 31 décembre 2020	367	14	–	381
Intérêts sur les actifs des régimes	8	–	–	8
Rendement net des actifs des régimes	14	(1)	–	13
Cotisations	5	6	1	12
Prestations versées	(54)	(5)	(1)	(60)
Frais d'administration	(1)	–	–	(1)
Au 31 décembre 2021	339	14	–	353

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	29	4	33
États-Unis	—	20	—	20
International	47	79	—	126
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	28	—	28
AA	—	54	—	54
A	—	36	—	36
BBB	1	24	—	25
Inférieur à BBB	—	10	—	10
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	20	—	20
Total	48	300	5	353
<hr/>				
Exercice clos le 31 décembre 2020	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	64	—	64
États-Unis	—	30	—	30
International	—	103	—	103
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	36	—	36
AA	—	67	—	67
A	—	34	—	34
BBB	1	22	—	23
Inférieur à BBB	—	4	—	4
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	19	—	19
Total	1	379	1	381

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2021 ni au 31 décembre 2020. La Société a imputé un montant de néant aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2021 (néant en 2020).

E. Obligations au titre des prestations définies

La valeur actualisée des obligations au titre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2019	543	99	22	664
Coût des services rendus au cours de l'exercice	5	2	1	8
Coût financier	16	3	1	20
Prestations versées	(45)	(5)	(1)	(51)
Réduction	(2)	—	—	(2)
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	43	10	2	55
Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés	(17)	—	—	(17)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	(1)	(2)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2020	542	109	24	675
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	2	1	6
Coût financier	12	2	—	14
Prestations versées	(54)	(5)	(1)	(60)
Réduction	(7)	—	—	(7)
Gain actuariel découlant des hypothèses financières	(26)	(7)	(1)	(34)
Gain actuariel découlant des ajustements liés aux résultats passés	(1)	—	—	(1)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2021	469	101	23	593

La durée moyenne pondérée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2021 est de 13,6 ans.

F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2022 s'établissent comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	5	6	2	13

G. Hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations définies de la Société pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont comme suit :

(en %)	Au 31 déc. 2021			Au 31 déc. 2020		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	2,8	2,8	2,7	2,4	2,3	2,3
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{1,3}	—	—	6,8	—	—	6,8
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	2,4	2,3	2,3	3,0	3,0	3,0
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2,4}	—	—	7,1	—	—	7,1
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0

1) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2021 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

2) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2021 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

3) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

4) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

H. Analyse de sensibilité

Le tableau suivant présente l'augmentation estimée des obligations au titre des prestations définies, montant net, en supposant que certains changements seraient apportés aux principales hypothèses :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	61	15	2	3	1
Hausse de 1 % des échelles salariales	3	—	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	20	4	—	1	—

32. Partenariats

Au 31 décembre 2021, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Gaz	50	Centrale au bicarburant en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par Heartland Generation Ltd., société membre du même groupe qu'Energy Capital Partners
Goldfields Power	Gaz	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Gazoduc de Fortescue River	Gaz	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Soderglen	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Pingston	Hydroélectricité	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta

Coentreprise	Secteur	Propriété (en %)	Description
Skookumchuck	Énergie éolienne et énergie solaire	49	Centrale d'énergie éolienne dans l'État de Washington, exploitée par Southern Power

33. Information liée aux flux de trésorerie

A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	(28)	(79)	261
Charges payées d'avance	9	2	—
Impôts sur le résultat à recevoir	—	(4)	(6)
Stocks	42	6	(13)
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	153	160	(130)
Impôts sur le résultat à payer	(2)	4	9
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	174	89	121

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2020	Émissions de trésorerie	Rembour- sements et dividendes versés	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2021
Dettes à long terme et obligations locatives	3 361	173	(214)	1	—	(39)	—	3 267
Titres échangeables	730	—	—	—	—	—	—	735
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	59	—	(87)	—	90	—	—	62
Total des passifs liés aux activités de financement	4 150	173	(301)	1	90	(39)	—	4 064

	Solde au 31 déc. 2019	Émissions de trésorerie	Rembour- sements et dividendes versés	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2020
Dettes à long terme et obligations locatives	3 212	753	(620)	16	—	5	(5)	3 361
Titres échangeables	326	400	—	—	—	—	4	730
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	37	—	(86)	—	107	—	1	59
Total des passifs liés aux activités de financement	3 575	1 153	(706)	16	107	5	—	4 150

34. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2021	2020	Augmentation (diminution)
Dettes à long terme ¹	3 267	3 361	(94)
Titres échangeables	735	730	5
Capitaux propres			
Actions ordinaires	2 901	2 896	5
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	46	38	8
Déficit	(2 453)	(1 826)	(627)
Cumul des autres éléments du résultat global	146	302	(156)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 011	1 084	(73)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(947)	(703)	(244)
Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP ³	(17)	(11)	(6)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	(2)	(2)	—
Total du capital	5 629	6 811	(1 182)

1) Inclut les obligations locatives, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale et la tranche courante de la dette à long terme.

2) La Société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la Société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette.

3) La Société inclut le principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) La Société inclut la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette représentant un actif, ou un passif, à titre de réduction, ou d'augmentation, dans le calcul du principal, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société se présentent comme suit :

A. Maintenir un bilan solide

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'un bilan solide constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables.

Le maintien d'un bilan solide par la Société permet aussi à son équipe commerciale de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur ses résultats financiers et facilite son accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. La Société a obtenu une note de qualité investissement de DBRS (perspectives stables). En 2021, Moody's a renouvelé la note à titre d'émetteur de la Société de Ba1 avec perspective stable, DBRS Limited a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme, soit BBB (faible), la note de crédit des actions privilégiées, soit Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB (faible) avec perspective stable, et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société de BB+ avec perspective stable. La Société tient à maintenir une situation financière et des ratios de couverture des flux de trésorerie solides. Les notes de crédit fournissent des renseignements sur les coûts de financement, les liquidités et l'exploitation de la Société et influent sur la capacité de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ou sur le coût de ce financement.

La direction surveille régulièrement les prévisions en matière de résultat net, de flux de trésorerie et de dépenses d'investissement ainsi que le calendrier des remboursements de la dette dans le but d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

B. Liquidités

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit. La Société gère les variations du fonds de roulement au moyen des liquidités existantes en vertu des facilités de crédit pour assurer la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes, effectuer des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales et investir dans les immobilisations corporelles.

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 001	702	299
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(174)	(89)	(85)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	827	613	214
Dividendes versés sur actions ordinaires	(48)	(47)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(39)	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(156)	(97)	(59)
Dépenses en immobilisations corporelles	(480)	(486)	6
Rentrées (sorties) de fonds	104	(56)	160

TransAlta maintient des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques de l'exercice liées à ses activités. Au 31 décembre 2021, un montant de 1,3 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars en 2020) au titre des facilités de crédit de la Société était entièrement disponible.

De temps à autre, TransAlta accède aux marchés financiers, au besoin, afin de financer certaines de ces sorties de fonds nettes et de maintenir ses liquidités disponibles ainsi que sa structure du capital et ses mesures de crédit dans les fourchettes visées.

35. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2021 :

Filiale	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
TransAlta Generation Partnership	Canada	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Cogeneration L.P.	Canada	50,01	Production et vente d'électricité
TransAlta Centralia Generation LLC	États-Unis	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Energy Marketing Corp.	Canada	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy Marketing (U.S.), Inc.	États-Unis	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd.	Australie	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Renewables Inc.	Canada	60,1	Production et vente d'électricité

Entreprise associée ou coentreprise	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
SP Skookumchuck Investment, LLC	États-Unis	49	Production et vente d'électricité
EMG International, LLC	États-Unis	30	Traitement des eaux usées et biogaz combustible pour produire de l'électricité

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées. La Société a comptabilisé les entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

A. Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont le président et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement du président et chef de la direction, et les membres du conseil. La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Rémunération totale	30	27	30
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	14	12	13
Avantages postérieurs à l'emploi	1	2	2
Prestations de cessation d'emploi	—	—	2
Paiements fondés sur des actions	15	13	13

B. Acquisitions de TransAlta Renewables

Parcs solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, TransAlta a vendu sa participation financière de 100 % dans le portefeuille de parcs solaires de 122 MW en Caroline du Nord pour un montant de 102 millions de dollars américains. Par suite de la transaction, une filiale de TransAlta détient directement les parcs solaires en Caroline du Nord et une autre filiale a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent la participation financière dans les installations.

Ada et Skookumchuck

Le 1^{er} avril 2021, la Société a vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et une autre filiale a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent la participation financière dans les installations.

Big Level et Antrim

En 2021, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de Big Level et d'Antrim d'un montant de 7 millions de dollars (6 millions de dollars américains). De plus, TransAlta Renewables a remboursé à la Société une partie du total des billets à ordre en circulation liés aux parcs éoliens Big Level et d'Antrim d'un montant de 18 millions de dollars (14 millions de dollars américains).

Parc éolien Windrise

Le 23 décembre 2020, TransAlta a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives pour l'acquisition par TransAlta Renewables, une filiale de la Société, de sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise de 206 MW situé dans le district municipal de Willow Creek, en Alberta. Le 26 février 2021, TransAlta a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise de 206 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 213 millions de dollars.

WindCharger

Le 1^{er} août 2020, le projet de stockage à batteries WindCharger a été vendu à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 12 millions de dollars.

Placement de TEC

Dans le cadre du placement de TEC, TransAlta Renewables a reçu un produit de 480 millions de dollars (515 millions de dollars australiens) par suite du rachat de certaines structures intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 millions de dollars australiens a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd., filiale de TransAlta. Le prêt porte intérêt à un taux de 4,32 % et sera remboursé d'ici le 23 octobre 2022, ou à vue. Le montant résiduel du produit du placement de TEC a été mis de côté pour financer les réserves requises et les coûts de transaction connexes. TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur sa facilité de crédit et pour acquérir l'actif et les participations financières susmentionnés.

36. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	47	54	45	44	45	508	743
Transport	9	9	6	6	2	—	32
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière ¹	76	98	90	75	—	—	339
Ententes de service à long terme	89	46	43	32	25	54	289
Contrats de location simple	4	3	3	1	1	31	43
Croissance	941	276	—	—	—	—	1 217
Projet de loi TransAlta Energy	6	6	—	—	—	—	12
Total	1 172	492	187	158	73	593	2 675

1) Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière liés à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

A. Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats

La Société a des contrats d'achat et de livraison de gaz naturel à prix ou à volume fixes. À la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, des contrats supplémentaires de 15 ans ont été conclus pour la livraison de 275 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme d'ici 2023, ce qui porte le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel. En outre, le 30 juin 2021, l'engagement de la Société visant l'achat de 139 TJ/jour de gaz naturel de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. a pris fin, et l'engagement à l'égard de la répartition des produits de base a pris fin, ce qui a entraîné une diminution d'environ 1,3 milliard de dollars des engagements présentés au 31 décembre 2020.

B. Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport au Canada et dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

C. Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière

Plusieurs contrats d'approvisionnement en charbon et contrats de transport ferroviaire connexes ont été conclus pour fournir du charbon à la centrale thermique de Centralia aux fins de production. Les contrats d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes fixes, à des dates allant jusqu'à 2025. Les prix reflètent les conditions actuelles du marché.

Les engagements liés aux contrats d'exploitation minière représentant la quote-part des engagements de la Société liés à son entreprise commune avec Sheerness ont été réduits en raison de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu. Les montants dus aux termes des contrats et d'un accord de redevances minières visant la mine de Highvale ont été comptabilisés à titre de provisions pour contrats déficitaires; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé à titre d'engagement futur. Pour plus de précisions, se reporter à la note 9.

D. Ententes de service à long terme

TransAlta a conclu diverses ententes de service principalement pour assurer les inspections, les réparations et l'entretien des installations alimentées au gaz naturel, des centrales alimentées au charbon, du matériel lié au charbon et au gaz, et des turbines des diverses installations éoliennes.

E. Contrats de location simple

Les contrats de location simple comprennent les engagements découlant des contrats de location simple non comptabilisés en vertu de l'IFRS 16 et les engagements découlant des contrats de location simple qui n'ont pas encore débuté, principalement liés aux bâtiments, aux véhicules et aux terrains.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets suivants : les projets de parcs éoliens White Rock, le projet de parc éolien Garden Plain, le projet de parc éolien Horizon Hill et le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields.

G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Dans le cadre du projet de loi TransAlta Energy promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, la Société s'est engagée à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de soutenir le développement économique et communautaire, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'élaborer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité d'une résiliation ou de certaines circonstances, ce financement ou une partie de celui-ci ne sera plus nécessaire. Au 31 décembre 2021, la Société avait financé une tranche d'environ 46 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

H. Éventualités

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

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'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'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 la fin du premier trimestre de 2021, et la troisième facture a été réglée au deuxième trimestre de 2021. Les factures ajustées émises par l'AESO au quatrième trimestre de 2021 ont été réglées avant le 31 décembre 2021, et aucune autre facture n'est attendue.

II. Litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») visant la centrale de South Hedland

Le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le règlement a été conclu, et les actions ont été rejetées officiellement par la Cour suprême de l'Australie-Occidentale le 7 décembre 2021. Le montant du règlement a été comptabilisé dans les produits des activités ordinaires au quatrième trimestre de 2021, et tous les autres soldes qui avaient fait l'objet de provisions antérieurement ont été repris. Par suite du règlement, FMG demeure un client de la centrale de South Hedland.

III. Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle la Société, tous les membres du conseil de la Société alors en fonction et Brookfield ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

IV. Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel a été entendu le 8 juillet 2021. Par la suite, le conseiller juridique représentant ENMAX a insisté sur le fait que l'un des trois juges qui entendaient l'appel était distrait pendant l'audience. La juge en question s'est depuis abstenue de participer à la décision d'appel et les parties ont présenté leurs observations quant à savoir si les deux autres juges peuvent continuer de prendre part à la décision ou si une nouvelle audience est requise. Le 8 novembre 2021, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision ordonnant que l'appel soit entendu de nouveau par une nouvelle formation de trois juges de la Cour d'appel. L'audience a eu lieu le 27 janvier 2022. TransAlta continue de penser que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta selon laquelle la procédure d'arbitrage était équitable.

V. Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément aux CAÉ en Alberta. ENMAX, l'acheteur aux termes des CAÉ en Alberta à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

VI. Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'AUC pour obtenir paiement, par le Balancing Pool, des coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance qu'elle a engagés, y compris sa quote-part des coûts de la mine de Highvale. Le Balancing Pool et le Utilities Consumer Advocate participent en tant qu'intervenants, car ils contestent les coûts de démantèlement réclamés par TransAlta. En raison de divers facteurs, dont la pandémie de COVID-19 et d'importantes demandes d'informations de la part du Balancing Pool, la requête a été retardée. Bien qu'aucune date d'audience n'ait été fixée, la requête sera probablement entendue à la fin de 2022 ou au début de 2023. TransAlta s'attend à recevoir un paiement du Balancing Pool pour ses coûts de démantèlement, mais le montant qui sera accordé par l'AUC est incertain.

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

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques par suite de la décision d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*. Il revendique la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devrait avoir lieu du 6 au 10 février 2023.

VIII. Requête visant le compte de report de capital directement affecté

AltaLink Management Ltd. («AltaLink») et TransAlta (à titre de requérante secondaire) ont déposé une requête auprès de l'AUC pour recouvrer les coûts engagés de 2016 à 2018 au titre de son compte de report de capital directement affecté pour la modernisation de la ligne de 240 kV dans le cadre du projet dans la région d'Edmonton. L'AUC a rejeté 15 % (environ 3 millions de dollars) de la somme qui serait revenue à TransAlta. TransAlta a contesté cette décision et a déposé une demande de permission d'en appeler auprès de la Cour d'appel et une demande de révision et de modification auprès de l'AUC. L'AUC a rejeté la demande de révision et de modification le 22 avril 2021. La demande de permission d'en appeler a ensuite été abandonnée le 5 juillet 2021, ce qui met fin à l'affaire.

IX. Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois interruptions distinctes à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de la fourniture de vapeur à ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de la fourniture de vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La Société a mené une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle a permis de conclure que les trois interruptions étaient du ressort de TransAlta. De ce fait, des dommages-intérêts prédéterminés d'un montant établi selon les ententes applicables sont payables par TransAlta aux clients à l'égard des trois interruptions.

X. Litige lié à l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob

La Société est partie à un litige avec ET Canada, en raison de la résiliation alléguée par ET Canada d'ententes intervenues entre les parties pour la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à la centrale de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement complet pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. Une audience de deux semaines devrait avoir lieu à compter du 9 janvier 2023.

37. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

La Société comporte six secteurs à présenter qui sont décrits à la note 1.

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie par le principal décideur opérationnel dans le cadre de l'examen des secteurs de la Société pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. Le principal décideur opérationnel évalue le rendement des secteurs opérationnels au moyen d'une mesure du BAIIA ajusté. Cette mesure d'évaluation correspond au résultat avant impôts sur le résultat, ajusté pour exclure l'incidence des éléments suivants : l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation, les produits tirés des contrats de location-financement, les profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et les profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base, l'amortissement du matériel minier compris au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité, les produits d'intérêts générés par les paiements anticipés effectués, la réduction de valeur des stocks de charbon et des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel, l'abandon du charbon qui a donné lieu à la comptabilisation à titre de contrat déficitaire des paiements restants du contrat d'approvisionnement en charbon existant, les imputations pour dépréciation, la quote-part du résultat net de la coentreprise, et d'autres ajustements des coûts ou des produits. Les tableaux ci-après présentent le rapprochement du total des résultats sectoriels et du BAIIA ajusté avec le compte de résultat présenté selon les IFRS. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

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

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels ajustés présentés

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

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ⁴	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	383	323	1 109	709	211	4	2 739	(18)	—	2 721
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	25	(40)	19	(38)	—	(34)	—	34	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	41	—	—	—	41	—	(41)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	25	—	—	—	25	—	(25)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Produits des activités ordinaires ajustés	383	348	1 132	728	173	4	2 768	(18)	(29)	2 721
Coûts du combustible et des achats d'électricité	16	17	457	560	—	4	1 054	—	—	1 054
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(79)	(111)	—	—	(190)	—	190	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(17)	—	—	(17)	—	17	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	16	17	374	432	—	4	843	—	211	1 054
Coûts de conformité liés au carbone ⁴	—	—	118	60	—	—	178	—	—	178
Marge brute	367	331	640	236	173	—	1 747	(18)	(240)	1 489
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	42	59	175	117	36	84	513	(2)	—	511
Reclassements et ajustements :										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(26)	—	—	(28)	—	28	—
Profit découlant des réductions	—	—	—	6	—	—	6	—	(6)	—
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	42	59	173	97	36	84	491	(2)	22	511
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	10	13	6	—	1	33	(1)	—	32
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(40)	48	—	—	8	—	—	8
Reclassements et ajustements :										
Contrat de redevances déficitaire et frais de résiliation de contrat	—	—	—	(48)	—	—	(48)	—	48	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(40)	—	—	—	(40)	—	48	8
BAIIA ajusté ⁵	322	262	494	133	137	(85)	1 263			
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										9
Produits tirés des contrats de location-financement										25
Amortissement										(529)
Dépréciation d'actifs										(648)
Charge d'intérêts nette ⁶										(245)
Profit de change										16
Profit à la vente d'actifs et autres										54
Résultat avant impôts sur le résultat										(380)

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) À compter du premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

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

6) Comprend la désactualisation par secteur et la charge d'intérêts n'est pas répartie étant donné qu'elle est liée à la dette et aux emprunts de la Société.

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	152	332	787	704	122	7	2 104	(3)	—	2 101
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	2	33	(14)	21	—	42	—	(42)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	17	—	—	—	17	—	(17)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	7	—	—	—	7	—	(7)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	4	—	—	—	4	—	(4)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	152	334	848	690	143	7	2 174	(3)	(70)	2 101
Coûts du combustible et des achats d'électricité	8	25	325	435	—	12	805	—	—	805
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	—	4	—
Amortissement minier	—	—	(100)	(46)	—	—	(146)	—	146	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(37)	—	—	(37)	—	37	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	8	25	221	352	—	12	618	—	187	805
Coûts de conformité liés au carbone ⁴	—	—	120	48	—	(5)	163	—	—	163
Marge brute	144	309	507	290	143	—	1 393	(3)	(257)	1 133
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	53	166	106	30	80	472	—	—	472
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	13	9	—	1	33	—	—	33
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(11)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Incidence de l'abandon du charbon par la centrale de Sheerness	—	—	(28)	—	—	—	(28)	—	28	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	—	(39)	—	—	—	(39)	—	28	(11)
BAlIA ajusté ⁵	105	248	367	175	113	(81)	927	—	—	—
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7
Amortissement	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(654)
Dépréciation d'actifs	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)
Charge d'intérêts nette ⁶	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(238)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	—	17
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(303)

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

2) Comprend les secteurs auparavant connus sous les noms de Gaz en Australie et Gaz en Amérique du Nord, ainsi que les actifs de production au gaz du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

3) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

4) À compter du premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

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

6) Comprend la désactualisation par secteur et la charge d'intérêts n'est pas répartie étant donné qu'elle est liée à la dette et aux emprunts de la Société.

Exercice clos le 31 décembre 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	156	312	851	905	129	(6)	2 347	—	2 347
<i>Reclassements et ajustements :</i>									
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	(17)	6	(12)	(10)	—	(33)	33	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	24	—	—	—	24	(24)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	(6)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	156	295	887	893	119	(6)	2 344	3	2 347
Coûts du combustible et des achats d'électricité	7	16	315	539	—	4	881	—	881
<i>Reclassements et ajustements :</i>									
Produits d'intérêts australiens	—	—	(4)	—	—	—	(4)	4	—
Amortissement minier	—	—	(81)	(40)	—	—	(121)	121	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	7	16	230	499	—	4	756	125	881
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	138	77	—	(10)	205	—	205
Marge brute	149	279	519	317	119	—	1 383	(122)	1 261
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	50	162	124	30	73	475	—	475
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	8	9	8	—	1	29	—	29
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(10)	(41)	—	—	2	(49)	—	(49)
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	—	—	(14)	(42)	—	—	(56)	—	(56)
BAIIA ajusté ³	110	231	403	227	89	(76)	984		
Produits tirés des contrats de location-financement									6
Amortissement									(590)
Dépréciation d'actifs									(25)
Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills									88
Charge d'intérêts nette ⁴									(179)
Perte de change									(15)
Profit à la vente d'actifs et autres									46
Résultat avant impôts sur le résultat									193

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

2) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

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

4) Comprend la désactualisation par secteur et la charge d'intérêts n'est pas répartie étant donné qu'elle est liée à la dette et aux emprunts de la Société.

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	466	2 304	2 036	481	—	33	5 320
Actifs au titre de droits d'utilisation	5	64	7	1	—	18	95
Immobilisations incorporelles	3	147	56	9	5	36	256
Goodwill	258	175	—	—	30	—	463

Au 31 décembre 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	467	2 005	2 102	1 232	—	16	5 822
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	55	5	53	—	22	141
Immobilisations incorporelles	4	159	66	36	7	41	313
Goodwill	258	175	—	—	30	—	463

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

2) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	29	166	167	90	—	28	480
Immobilisations incorporelles	—	—	—	1	—	8	9

Exercice clos le 31 décembre 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	22	174	199	78	—	13	486
Immobilisations incorporelles	—	—	—	1	—	13	14

Exercice clos le 31 décembre 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :							
Immobilisations corporelles	23	229	74	90	—	1	417
Immobilisations incorporelles	—	—	—	2	—	12	14

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

2) Comprend le secteur auparavant connu sous le nom de Centralia et les actifs alimentés au charbon du secteur auparavant connu sous le nom d'Énergie thermique en Alberta.

IV. Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre l'amortissement selon les comptes de résultat consolidés et celui selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés	529	654	590
Amortissement compris dans les coûts du combustible et des achats d'électricité (note 6)	190	144	119
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	719	798	709

C. Information géographique

I. Produits des activités ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Canada	1 854	1 227	1 460
États-Unis	731	716	727
Australie	136	158	160
Total des produits des activités ordinaires	2 721	2 101	2 347

II. Actifs non courants

	Immobilisations corporelles		Actifs au titre de droits d'utilisation		Immobilisations incorporelles		Autres actifs	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Aux 31 décembre								
Canada	4 051	4 661	52	107	141	185	15	74
États-Unis	860	737	39	30	85	94	61	61
Australie	409	424	4	4	30	34	66	71
Total	5 320	5 822	95	141	256	313	142	206

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les ventes à l'AESO ont représenté 35 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (les ventes à l'AESO ont représenté 15 % du total des produits des activités ordinaires de la Société en 2020). Les ventes à aucune autre société n'ont représenté plus de 10 % du total des produits des activités ordinaires de la Société.