

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 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 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.



Dawn L. Farrell
Présidente et chef de la direction



Christophe Dehout
Chef de la direction des finances

Le 26 février 2019

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.

TransAlta consolide proportionnellement les comptes des entreprises communes de Sheerness et de l'unité 3 de Genesee selon les Normes internationales d'information financière. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats, 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. Les états financiers consolidés de 2018 de TransAlta incluaient, au titre de ces partenariats, un actif total de 588 millions de dollars et des actifs nets de 521 millions de dollars au 31 décembre 2018, de même que des produits de 244 millions de dollars et une perte nette de 27 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2018 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 2018, 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.



Dawn L. Farrell
Présidente et chef de la direction



Christophe Dehout
Chef de la direction des finances

Le 26 février 2019

Rapport d'un cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit

Aux actionnaires et aux administrateurs 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 2018 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 maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 selon les critères COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis, les états de la situation financière consolidés aux 31 décembre 2018 et 2017, 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 2018, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 26 février 2019.

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 TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la TransAlta Corporation fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation 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 Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board. 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 Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; 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.

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 du contrôle interne sur des périodes futures comporte le risque qu'il devienne inadéquat en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation et les conclusions de la direction au titre de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière n'ont pas visé les contrôles internes des partenariats liés à Sheerness et à l'unité 3 de Genesee compris dans les états financiers consolidés de 2018 de TransAlta, soit un actif total de 588 millions de dollars et des actifs nets de 521 millions de dollars au 31 décembre 2018, et des produits de 244 millions de dollars et une perte nette de 27 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation n'a pas porté sur une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des coentreprises de Sheerness et de l'unité 3 de Genesee.

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

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 26 février 2019

Rapport d'un cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit

Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2018 et 2017, 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 les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives (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 TransAlta Corporation aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que des résultats de ses activités d'exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2018, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

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

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2018 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 26 février 2019.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de TransAlta Corporation fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation 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 notre audit 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. Un audit implique 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 pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Notre audit a comporté également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables 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.



Comptables professionnels agréés

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

Calgary, Canada

Le 26 février 2019

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 249	2 307	2 397
Combustible et achats d'électricité (note 6)	1 100	1 016	963
Marge brute	1 149	1 291	1 434
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	515	517	489
Amortissement	574	635	601
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	73	20	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	31	30	31
Autres résultats d'exploitation nets (note 9)	(204)	(49)	(193)
Résultats d'exploitation	160	138	478
Produits tirés des contrats de location-financement	8	54	66
Charge d'intérêts nette (note 10)	(250)	(247)	(229)
Profit (perte) de change	(15)	(1)	(5)
Profit à la vente d'actifs et autre	1	2	4
Résultat avant impôts sur le résultat	(96)	(54)	314
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 11)	(6)	64	38
Résultat net	(90)	(118)	276
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(198)	(160)	169
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	108	42	107
	(90)	(118)	276
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(198)	(160)	169
Dividendes sur actions privilégiées (note 25)	50	30	52
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	287	288	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué (note 24)	(0,86)	(0,66)	0,41

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017	2016
Résultat net	(90)	(118)	276
Autres éléments du résultat global			
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	15	(6)	8
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	—	(1)	(1)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	15	(7)	7
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	84	(80)	(71)
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés ⁴ (note 4)	—	(9)	—
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁵	(41)	50	18
Reclassement des pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts ⁶ (note 4)	—	14	—
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁷	(8)	214	179
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme flux de couvertures de trésorerie, déduction faite des impôts ⁸	(46)	(107)	(48)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(11)	82	78
Autres éléments du résultat global	4	75	85
Total du résultat global	(86)	(43)	361
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(210)	(74)	215
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	124	31	146
	(86)	(43)	361

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (recouvrement de 4 millions de dollars en 2017, charge de 4 millions de dollars en 2016).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (néant en 2017, néant en 2016).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (néant en 2017, charge de 11 millions de dollars en 2016).

4) Déduction faite du reclassement des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 11 millions de dollars en 2017, néant en 2016).

5) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 2 millions de dollars en 2017, charge de 5 millions de dollars en 2016).

6) Déduction faite du reclassement des impôts sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 2 millions de dollars en 2017, néant en 2016).

7) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 million de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (recouvrement de 77 millions de dollars en 2017, charge de 92 millions de dollars en 2016).

8) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (charge de 31 millions de dollars en 2017, charge de 41 millions de dollars en 2016).

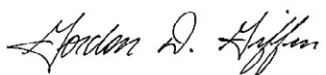
Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	89	314
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	66	—
Créances clients et autres débiteurs (note 13)	756	933
Charges payées d'avance	13	24
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	146	219
Stocks (note 16)	242	219
	1 312	1 709
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	—	30
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	191	215
Immobilisations corporelles (note 17)		
Coût	13 202	12 973
Amortissement cumulé	(7 038)	(6 395)
	6 164	6 578
Goodwill (note 18)	464	463
Immobilisations incorporelles (note 19)	373	364
Actifs d'impôt différé (note 11)	28	24
Actifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	662	684
Autres actifs (note 20)	234	237
Total de l'actif	9 428	10 304
Dettes fournisseurs et charges à payer	497	595
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 21)	70	67
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	90	101
Impôts sur le résultat à payer	10	64
Dividendes à verser (notes 24 et 25)	58	34
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 22)	148	747
	873	1 608
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 22)	3 119	2 960
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 21)	386	403
Passifs d'impôt différé (note 11)	501	549
Passifs de gestion du risque (notes 14 et 15)	41	40
Passifs sur contrats (note 5)	87	62
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 23)	287	297
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 24)	3 059	3 094
Actions privilégiées (note 25)	942	942
Surplus d'apport	11	10
Déficit	(1 496)	(1 209)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 26)	481	489
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 997	3 326
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	1 137	1 059
Total des capitaux propres	4 134	4 385
Total du passif et des capitaux propres	9 428	10 304

Engagements et éventualités (note 33)

Au nom du conseil :


Gordon D. Giffin
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	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2016	3 094	942	9	(933)	399	3 511	1 152	4 663
Résultat net	—	—	—	(160)	—	(160)	42	(118)
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	—	—	—	—	(25)	(25)	—	(25)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	106	106	—	106
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(6)	(6)	—	(6)
Participations intersociétés disponibles à la vente	—	—	—	—	11	11	(11)	—
Total du résultat global				(160)	86	(74)	31	(43)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(34)	—	(34)	—	(34)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	(52)	4	(48)	48	—
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(172)	(172)
Solde au 31 décembre 2017	3 094	942	10	(1 209)	489	3 326	1 059	4 385
Incidence des modifications apportées aux méthodes comptables (note 3)	—	—	—	(14)	—	(14)	1	(13)
Solde ajusté au 1^{er} janvier 2018	3 094	942	10	(1 223)	489	3 312	1 060	4 372
Résultat net	—	—	—	(198)	—	(198)	108	(90)
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	—	—	—	—	43	43	—	43
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(54)	(54)	—	(54)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	15	15	—	15
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(16)	(16)	16	—
Total du résultat global				(198)	(12)	(210)	124	(86)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(57)	—	(57)	—	(57)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(50)	—	(50)	—	(50)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(35)	—	—	12	—	(23)	—	(23)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	20	4	24	133	157
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(180)	(180)
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134

1) Voir la note 26 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)	2018	2017	2016
Activités d'exploitation			
Résultat net	(90)	(118)	276
Amortissement (note 34)	710	708	664
Profit (perte) à la vente d'actifs (note 4)	—	(1)	(1)
Désactualisation des provisions (note 21)	24	23	20
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 21)	(31)	(19)	(23)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 11)	(34)	(15)	15
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	30	(48)	58
(Profit latent) perte latente de change	28	22	(1)
Provisions	7	(7)	(123)
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 7)	73	20	28
Autres éléments sans effet de trésorerie	147	175	(242)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	864	740	671
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 30)	(44)	(114)	73
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	744
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations corporelles (notes 17 et 34)	(277)	(338)	(358)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles (notes 19 et 34)	(20)	(51)	(21)
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	(35)	(30)	—
Prêt à recevoir (note 20)	1	(38)	—
Acquisition de centrales d'énergie renouvelable, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(30)	—	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	2	3	6
Produit net à la vente de l'installation de Wintering Hills et de la cession de Solomon (note 4)	2	478	—
Charge d'impôt sur le résultat découlant de la cession de Solomon (notes 4 et 11)	—	(56)	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	2	6	(6)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	59	56
Divers	(4)	(3)	2
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(96)	57	(6)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(394)	87	(327)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 22)	312	26	(315)
Remboursement de la dette à long terme (note 22)	(1 179)	(814)	(88)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 22)	345	260	361
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 24)	(46)	(46)	(69)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 25)	(40)	(40)	(42)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 4)	144	—	162
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 24)	(23)	—	—
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	48	106	(2)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 12)	(165)	(172)	(151)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement (note 22)	(18)	(17)	(16)
Divers	(31)	(6)	(3)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	2	—	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(651)	(703)	(163)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(225)	10	254
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(225)	9	251
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	314	305	54
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	89	314	305
Impôts sur le résultat au comptant payés	87	14	27
Intérêts au comptant payés	188	230	235

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf 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

Les six secteurs de production de la Société sont : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, et Hydroélectricité. 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, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées découler de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Charbon au Canada.

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 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 autres activités sont inclus dans chaque secteur de production.

III. Siège social

Le secteur Siège social comprend les fonctions financière, juridique et administrative, les relations avec les investisseurs de la Société ainsi que l'expansion de l'entreprise. Les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées.

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 et les actifs détenus en vue de la vente qui sont évalués à la juste valeur, comme il est expliqué dans les méthodes comptables suivantes.

Le conseil d'administration de TransAlta (le «conseil d'administration») a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 26 février 2019.

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. Principales méthodes comptables

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

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

La Société a adopté l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15») le 1^{er} janvier 2018. En conséquence, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des produits, laquelle est présentée ci-après.

La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats en cours à la date de l'adoption initiale. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»). Se reporter à la section III) ci-après pour plus de renseignements sur les méthodes comptables des exercices antérieurs.

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 renouvelables 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 montant de la facture, 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 que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à la contrepartie variable ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse important du montant cumulé des produits des activités ordinaires. 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 renouvelables</i>	Les attributs renouvelables 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 renouvelables 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 renouvelables. L'obligation de livrer des attributs renouvelables 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.

La Société comptabilise un actif sur contrat ou un passif sur contrat pour les contrats lorsque l'une ou l'autre partie à un contrat a rempli ses obligations. 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.

La Société comptabilise une composante de financement importante si le calendrier des paiements du client diffère de celui de la prestation de la Société en vertu du contrat et que cet écart est le résultat du financement par la Société de la fourniture de biens et de services.

Jugements importants

Identification des obligations de prestation

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 et 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 le moment de 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.

Prix de transaction

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 et des besoins en capacité, pour 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.

Répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation

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.

Obligations de prestation remplies

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour établir 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 l'on peut se fier à la mesure de simplification liée au moment de la facturation pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie. La mesure de simplification liée au moment de la facturation permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, si ce montant correspond directement à la prestation de l'entité depuis le début du contrat.

II. Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources

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. 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 considérée 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.

III. Méthode de comptabilisation des produits des activités ordinaires pour les exercices antérieurs

Les produits des activités ordinaires de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie. Les produits sont évalués à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Les produits découlant de contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme comprennent généralement au moins l'un des éléments suivants : des paiements fixes liés à la capacité disponible, des paiements d'énergie pour la production d'électricité, des primes ou des pénalités liées au dépassement ou à la non-réalisation des objectifs de disponibilité, des paiements d'énergie excédentaire pour la production d'électricité dépassant la capacité convenue, et des services accessoires. Chaque élément est comptabilisé i) au moment de la production, de la livraison ou de l'atteinte d'objectifs précis, selon les modalités contractuelles, ii) si le montant des produits peut être évalué de façon fiable, iii) s'il est probable que les avantages économiques iront à la Société et iv) si les coûts engagés ou à engager concernant la transaction peuvent être évalués de façon fiable. Les produits tirés de la prestation de services sont comptabilisés lorsque les critères ii), iii) et iv) ci-dessus sont respectés et que le degré d'avancement de la transaction à la fin de la période peut être évalué de façon fiable.

Les produits découlant de la capacité non vendue par contrat se composent de paiements d'énergie pour chaque mégawattheure («MWh») produit, aux prix du marché, et sont comptabilisés à la livraison.

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.

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. 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 en Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

B. Conversion des monnaies étrangères

La Société, ses filiales et ses coentreprises déterminent leur monnaie fonctionnelle respective selon la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien, et les monnaies fonctionnelles de ses filiales et ses coentreprises sont le dollar canadien, le dollar américain ou le dollar australien. Les transactions libellées en une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle d'une entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et pertes de change qui en découlent sont comptabilisés, pour chaque entité, en résultat net de la période pendant laquelle ils surviennent.

Les comptes des établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société, le dollar canadien, afin qu'ils puissent être intégrés dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en monnaies étrangères des établissements à l'étranger sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de la période, et les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et les pertes découlant de la conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat global, et

le profit cumulé ou la perte cumulée est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. 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 dans les établissements à l'étranger par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

C. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté l'IFRS 9. Conformément aux dispositions transitoires de la norme, la Société a choisi de ne pas retraiter les périodes antérieures. Se reporter à la section III ci-après pour obtenir des renseignements sur sa méthode comptable précédente. Les méthodes comptables de la Société selon l'IFRS 9 sont décrites ci-après.

Classement et évaluation

L'IFRS 9 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.

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 comme étant détenus 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 officielle 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.

III. Méthode de comptabilisation des instruments financiers et des couvertures pour les exercices antérieurs

Instruments financiers

Les actifs financiers et les passifs financiers, notamment les instruments dérivés, et certains instruments dérivés non financiers sont comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie au contrat. Tous les instruments financiers, sauf certains contrats de dérivés non financiers qui respectent les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins, sont évalués à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit à la juste valeur par le biais du résultat net, disponible à la vente, détenu jusqu'à l'échéance, prêts et créances, ou autres passifs financiers. Le classement de l'instrument financier est déterminé à la date de mise en place en fonction de la nature de l'instrument financier et de son utilisation.

Les actifs financiers et les passifs financiers classés ou désignés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance ou comme prêts et créances, et les autres passifs financiers

sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les autres actifs financiers sont des actifs financiers non dérivés qui sont désignés comme tels ou qui n'ont pas été classés comme un autre type d'actifs financiers, et qui sont évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les autres actifs financiers sont évalués au coût si la juste valeur ne peut être évaluée de façon fiable.

Les actifs financiers sont soumis à des tests de dépréciation de façon continue et aux dates de clôture. Un actif financier est déprécié s'il existe un événement générateur de pertes et que cet événement a une incidence sur la recouvrabilité de l'actif financier. Les facteurs qui indiquent qu'un événement générateur de pertes s'est produit et qu'une dépréciation existe comprennent, notamment, les difficultés financières importantes d'un débiteur ou la déclaration de faillite ou la mise en œuvre d'autre restructuration financière par un débiteur ou la probabilité que ces événements se produisent. La valeur comptable des actifs financiers, comme les créances, est diminuée des pertes de valeur au moyen d'un compte de correction de valeur, et la perte est comptabilisée en résultat net.

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 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 instruments dérivés qui sont incorporés dans des contrats financiers ou non financiers et qui n'ont pas à être comptabilisés à la juste valeur sont traités et comptabilisés comme des instruments dérivés distincts si leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes et que le contrat n'est pas évalué à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés et d'autres dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à la partie efficace i) des instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie ou ii) des couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme étant détenus 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.

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 officielle décrivant la relation de couverture et s'il est prévu que la couverture sera hautement efficace sur une base continue. 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. Les couvertures de la juste valeur sont efficaces si les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont hautement efficaces pour compenser les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert n'est plus ajustée, et les ajustements cumulés de la juste valeur au titre de la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au résultat net sur la durée résiduelle de la relation de couverture initiale.

La Société utilise principalement des swaps de taux d'intérêt comme couvertures de la juste valeur pour gérer le ratio de la dette à taux variable sur la dette à taux fixe. Les swaps de taux d'intérêt nécessitent l'échange périodique de paiements sans échange du montant notionnel en principal sur lequel les paiements sont fondés. Les paiements effectués ou reçus en vertu des swaps de taux d'intérêt sont inclus dans la charge d'intérêts afférente à la dette.

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. Les couvertures de flux de trésorerie sont efficaces si les flux de trésorerie des instruments dérivés sont hautement efficaces pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert et si les flux de trésorerie ont un échéancier similaire. Toutes les composantes de la variation de la juste valeur de chaque instrument dérivé sont incluses dans l'évaluation de l'efficacité des couvertures de flux de trésorerie. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés antérieurement dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le résultat net. Les profits et les pertes sur les instruments dérivés qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont immédiatement reclassés en résultat net lorsque la Société cesse de s'attendre à ce que la transaction prévue ait lieu au cours de la période indiquée dans la documentation sur la couverture.

La Société a surtout recours à des swaps prévoyant la livraison, des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de la Société à l'égard des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture susmentionnées sont satisfaites, la juste valeur des couvertures est comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et la variation de la valeur est présentée dans les autres éléments du résultat global. Les profits et les pertes découlant de ces instruments dérivés sont inclus, au moment du règlement, dans le résultat net au cours de la même période et au même poste des états financiers que le risque couvert.

La Société utilise également des contrats de change à terme comme couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de change découlant de coûts prévus et hautement probables liés à des projets libellés en monnaies étrangères. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de la juste valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Au moment du règlement de l'instrument dérivé, tout profit ou toute perte sur les contrats à terme de gré à gré est inclus dans le coût de l'actif acquis ou du passif contracté.

La Société a recours à des swaps de taux d'intérêt différés à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir les risques liés aux variations anticipées des taux d'intérêt sur les émissions prévues de titres d'emprunt. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de la juste valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Lorsque les swaps sont dénoués à l'émission de titres d'emprunt, les profits ou les pertes qui en découlent sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont amortis dans le résultat net sur la durée du swap. Si aucun titre d'emprunt n'est émis, les profits ou les pertes sont comptabilisés immédiatement dans le résultat net.

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. La Société utilise principalement des contrats de change à terme et des titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger découlant des fluctuations des taux de change.

D. 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.

E. Garanties versées et reçues

Les modalités de certains contrats peuvent exiger que la Société ou les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation en vertu de ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter ainsi le montant de la garantie qui doit être fournie.

F. 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 leur 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.

G. 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 estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

Production de charbon	De 2 à 12 ans
Production de gaz	De 2 à 30 ans
Production d'énergie hydroélectrique	De 3 à 60 ans
Production d'énergie éolienne	De 3 à 30 ans
Biens et matériel miniers	De 2 à 12 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	De 2 à 30 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction (voir la note 2 S)). 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.

H. 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 Combustible et 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, sauf pour les droits relatifs aux mines de charbon, qui sont amortis selon le mode de l'unité de production, d'après les réserves minières estimées. 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 plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des droits relatifs aux mines de charbon, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 2 à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 5 à 20 ans

I. 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 correspond au prix auquel un actif pourrait être échangé dans le cadre d'une transaction normale entre les 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 perte de valeur de l'actif 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 perte de valeur 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, la perte de valeur comptabilisée antérieurement est reprise. Si une perte de valeur 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 perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une perte de valeur est comptabilisée en résultat net.

J. 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 qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Pour effectuer le test de dépréciation, la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à sa valeur comptable. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur 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 perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

K. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. Ces frais sont comptabilisés à titre de charges d'exploitation jusqu'au moment où la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement devrait se produire, quand il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société. Les coûts engagés sont alors inclus dans les autres actifs. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants incorporés dans l'actif à l'égard de projets dont la réalisation est devenue improbable sont comptabilisés en résultat net.

L. 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.

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.

M. 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 de l'obligation 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 première qualité, 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.

N. 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 actuelle 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 G)). 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.

O. Paiements fondés sur des actions

La Société évalue la charge de rémunération fondée sur les actions à la date d'attribution selon la juste valeur de l'attribution et comptabilise la charge au cours de la période d'acquisition des droits d'après l'estimation, par la Société, du nombre d'unités dont les droits seront finalement acquis. Toute attribution dont les droits s'acquerraient en tranches est comptabilisée comme une attribution distincte dont la juste valeur est évaluée séparément.

La charge de rémunération associée aux attributions réglées en instruments de capitaux propres et au comptant est comptabilisée respectivement dans les capitaux propres et le passif. Le passif lié aux attributions réglées au comptant est réévalué à la juste valeur à chacune des dates de clôture, y compris la date de règlement, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans la charge de rémunération.

P. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont initialement 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. 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.

Q. Actifs détenus en vue de la vente

Un actif est classé comme détenu en vue de la vente si sa valeur comptable est recouvrée principalement au moyen d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la Société. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Toute dépréciation est comptabilisée en résultat net. L'amortissement et la mise en équivalence cessent quand un actif ou un placement en titres de capitaux propres est classé comme détenu en vue de la vente. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont présentés comme courants dans les états de la situation financière consolidés.

R. Contrats de location

Un contrat de location est un accord en vertu duquel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en échange d'un paiement ou d'une série de paiements.

Les contrats d'achat d'électricité («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 d'utiliser 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. Le produit locatif tiré des contrats de location simple, y compris les loyers conditionnels, est comptabilisé sur la durée de l'accord et est pris en compte dans les produits des activités ordinaires aux comptes de résultat consolidés. Un loyer conditionnel peut survenir lorsque le paiement contractuel, dont le montant n'est pas fixe, est établi sur la base d'un critère comme le degré d'utilisation ou la production.

Les contrats de location ou d'autres accords contractuels dont la quasi-totalité des risques et des avantages rattachés à la propriété de ces actifs est transférée à la Société sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. Un actif loué et une obligation découlant du contrat de location sont comptabilisés au plus faible de la juste valeur et de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements de location sont ventilés entre la charge d'intérêts et une réduction du passif lié au contrat de location. Les loyers conditionnels sont comptabilisés en charges au cours des périodes où ils sont engagés. Les actifs loués sont amortis sur la plus courte de la durée d'utilité estimative de l'actif et de la durée du contrat de location.

S. Coûts d'emprunt

TransAlta incorpore au coût de l'actif les coûts d'emprunt qui sont directement imputables aux emprunts généraux contractés aux fins de la construction d'actifs qualifiés ou qui y sont liés. Les actifs qualifiés sont des actifs qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés et qui comprennent en général des centrales ou d'autres actifs qui sont construits sur des périodes de plus de 12 mois. Les coûts d'emprunt considérés comme directement imputables sont ceux qui auraient pu être évités si les dépenses relatives à l'actif qualifié n'avaient pas été faites. Les coûts d'emprunt qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont inclus dans le coût de la composante de l'immobilisation corporelle connexe. L'incorporation des coûts d'emprunt dans le coût d'un actif prend fin lorsque les activités indispensables à la préparation de l'actif préalablement à son utilisation sont pratiquement terminées.

Tous les autres coûts d'emprunt sont passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

T. 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 un actif ou une activité en particulier, 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 des participations ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de participations 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.

U. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. TransAlta 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 la date de clôture s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une perte de valeur 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.

V. Subventions publiques

Les subventions publiques sont comptabilisées lorsqu'il existe une assurance raisonnable que l'entité se conformera aux conditions rattachées aux subventions et que les subventions seront reçues. Lorsque la subvention est liée à une charge, elle est comptabilisée en résultat net au cours de la même période pendant laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés. Lorsque la subvention est liée à un actif, elle est comptabilisée en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et comptabilisée en résultat comme une réduction de l'amortissement sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

W. Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice.

Le résultat dilué par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, ajusté pour tenir compte de l'effet après impôts des dividendes, des intérêts ou d'autres variations du résultat net découlant des instruments potentiellement dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice, ajusté pour tenir compte des actions ordinaires supplémentaires qui seraient émises à la conversion de tous les instruments potentiellement dilutifs.

X. 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 la date d'acquisition selon la juste valeur. 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.

Y. Frais de découverte

Un actif au titre des activités de découverte est comptabilisé lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il est probable que les avantages futurs associés à l'amélioration de l'accès aux réserves de charbon dans le cadre des activités de découverte seront réalisés, ii) la composante de la réserve de charbon pour laquelle l'accès a été amélioré peut être identifiée et iii) les coûts liés aux activités de découverte relatifs à cette composante peuvent être évalués de façon fiable. Les coûts comprennent les coûts directement engagés pour mener les activités de découverte ainsi qu'une

répartition des frais généraux directement attribuables. L'actif au titre des activités de découverte qui en découle est amorti selon le mode de l'unité de production sur la durée d'utilité attendue de la composante identifiée à laquelle il a trait. L'amortissement est comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon.

Z. 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 financières de la Société. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux mesures qui en résultent sont décrits ci-dessous :

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 si une perte de valeur pourrait être intervenue ou s'il existe un indice que des pertes de valeur comptabilisées antérieurement n'existent plus ou ont diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de sortie, il faut utiliser les informations sur les transactions de tiers pour des actifs similaires et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisés. La valeur d'utilité est calculée d'après 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 actuel 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 liés au démantèlement, 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 l'imputation pour dépréciation 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 2016 à 2018 est présentée aux notes 7 et 18.

II. Contrats de location

Pour déterminer si les CAÉ et les autres contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si l'exécution de l'accord requiert l'utilisation d'un actif précis et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, 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 11 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 14. 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.

V. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont incorporés au coût de l'actif selon la méthode comptable décrite à la note 2 K). 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 B).

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 N) et à la note 21. 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.

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 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 3 A) III).

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. Voir la note 28 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

IX. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, TransAlta 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 4 et 21.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* («IFRS 15»), qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. En avril 2016, l'IASB a publié une modification à l'IFRS 15 afin de clarifier les éléments suivants : identification des obligations de prestation, entité agissant pour son propre compte ou comme mandataire, licences de propriété intellectuelle et mesures de simplification de transition. L'IFRS 15, dans sa version modifiée, doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son application anticipée est permise.

La Société a adopté l'IFRS 15 le 1^{er} janvier 2018. En conséquence, la Société a modifié sa méthode comptable relative à la comptabilisation des produits, laquelle est présentée à la note 2 A).

La Société a choisi d'adopter l'IFRS 15 de façon rétroactive en appliquant la mesure de simplification prévue par la méthode de transition rétrospective modifiée et a choisi d'appliquer la norme uniquement aux contrats en cours à la date de première application. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées et sont présentées selon l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires* («IAS 18»), laquelle est présentée à la note 2 A) iii).

La Société a comptabilisé l'incidence cumulative de la première application de la norme dans le déficit au 1^{er} janvier 2018. L'application des exigences relatives à la composante financement importante dans un contrat spécifique a entraîné une augmentation de 17 millions de dollars au titre du passif sur contrat, une diminution de 4 millions de dollars au titre du passif d'impôt différé et une augmentation de 13 millions de dollars au titre du déficit. Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. L'application des exigences relatives à la composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

De plus, la Société ne comptabilise plus les produits des activités ordinaires (ou les coûts du combustible) liés à la contrepartie autre qu'en trésorerie pour le gaz naturel fourni par un client à l'une de ses centrales alimentées au gaz, puisque selon l'IFRS 15, la Société n'obtient pas le contrôle du gaz naturel fourni par le client.

Se reporter à l'analyse de la note 2 A) et de la note 5 pour une ventilation des produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients et des produits des activités ordinaires tirés d'autres sources.

Les tableaux suivants présentent les postes des états financiers touchés par l'adoption de l'IFRS 15 au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date.

Compte de résultat consolidé résumé

Exercice clos le 31 déc. 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Produits des activités ordinaires	2 253	(4)	2 249
Combustible, coûts de carbone et achats d'électricité	(1 109)	9	(1 100)
Charge d'intérêts nette	(243)	(7)	(250)
Incidence sur le résultat net	(88)	(2)	(90)

État de la situation financière consolidé résumé

Au 31 déc. 2018	Présenté selon l'IAS 18 et l'IAS 11	Ajustements	Comme présenté selon l'IFRS 15
Passifs d'impôt différé	505	(4)	501
Passif sur contrats	68	19	87
Déficit	(1 481)	(15)	(1 496)

Il n'y a aucune incidence sur le tableau des flux de trésorerie par suite de l'adoption de l'IFRS 15.

II. IFRS 9, Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté l'IFRS 9, qui introduit de nouvelles exigences en matière de :

- classement et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers;
- comptabilisation et évaluation de la dépréciation des actifs financiers;
- comptabilité de couverture générale.

Conformément aux dispositions transitoires de la norme, la Société a choisi de ne pas retraiter les périodes antérieures. L'incidence de l'adoption de l'IFRS 9 a été comptabilisée en déficit au 1^{er} janvier 2018. Bien que la Société n'ait pas subi d'incidence directe par suite de l'adoption de l'IFRS 9, une augmentation de 1 million de dollars au titre du déficit a résulté de l'augmentation des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle en raison de l'incidence de l'IFRS 9 pour TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»).

Les méthodes comptables de la Société selon l'IFRS 9 sont décrites à la note 2 C), et les principales incidences sont énoncées ci-après. Pour de plus amples renseignements sur les méthodes comptables de la Société en vertu de l'IAS 39 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, se reporter à la note 2 des états financiers consolidés annuels de 2017 de la Société.

a. Classement et évaluation

L'IFRS 9 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. Se reporter à la note 2 C) pour plus de détails.

La direction de la Société a examiné et évalué le classement de ses instruments financiers existants au 1^{er} janvier 2018 en fonction des faits et des circonstances qui existaient à cette date, tel qu'il est indiqué ci-dessous. Aucun des reclassements n'a eu d'incidence importante sur la situation financière, le résultat, les autres éléments du résultat global ou le total du résultat global de la Société après la date d'application initiale.

Instrument financier	Catégorie selon l'IAS 39	Classement selon l'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Coût amorti
Liquidités soumises à restrictions	Prêts et créances	Coût amorti
Créances clients et autres débiteurs	Prêts et créances	Coût amorti
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	Prêts et créances	Coût amorti
Prêt à recevoir (autres actifs)	Prêts et créances	Coût amorti
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés détenus à des fins de transaction	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur par le biais du résultat net
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global
Dettes fournisseurs et charges à payer	Autres passifs financiers	Coût amorti
Dividendes à verser	Autres passifs financiers	Coût amorti
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) – instruments dérivés détenus à des fins de transaction	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur par le biais du résultat net
Passifs de gestion du risqué (courants et non courants) – instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Instruments dérivés désignés comme instruments de couverture	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global
Facilités de crédit et dette à long terme	Autres passifs financiers	Coût amorti

b. Dépréciation des actifs financiers

L'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de dépréciation pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. Le modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues exige que les entités comptabilisent les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers à la date de comptabilisation initiale et qu'elles tiennent compte des variations des pertes de crédit attendues à chaque date de clôture afin de refléter les variations du risque de crédit.

La direction de la Société a examiné et évalué la dépréciation de ses actifs financiers existants en ayant recours à des informations raisonnables et justifiables conformément aux exigences de l'IFRS 9 afin de déterminer le risque de crédit des éléments respectifs à la date de leur comptabilisation initiale, et a comparé ce risque au risque de crédit au 1^{er} janvier 2018. Le risque de crédit n'a pas augmenté de façon importante par suite de l'application de l'IFRS 9 et aucune correction de valeur pour pertes n'a été comptabilisée.

c. Modèle général de comptabilité de couverture

L'IFRS 9 maintient les trois types de relations de couverture de l'IAS 39 (les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'investissement net dans un établissement à l'étranger), mais accroît la souplesse quant aux types de transactions admissibles à la comptabilité de couverture.

Le test d'efficacité de l'IAS 39 est remplacé par le principe du «lien économique» qui exige que 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. En outre, le test d'efficacité rétrospectif de la couverture n'est plus exigé selon l'IFRS 9.

Conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9 pour la comptabilité de couverture, la Société a appliqué les exigences de l'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture de façon prospective à compter de la date d'application initiale, soit le 1^{er} janvier 2018, et les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. Les relations de couverture admissibles de la Société en vertu de l'IAS 39 en vigueur au 1^{er} janvier 2018 étaient également admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de l'IFRS 9 et étaient donc considérées comme des relations de couverture maintenues. Aucun rééquilibrage des relations de couverture n'a été nécessaire le 1^{er} janvier 2018. Étant donné que les conditions essentielles des instruments de couverture sont en concordance avec leurs éléments couverts correspondants, toutes les relations de couverture continuent d'être efficaces selon l'évaluation de l'efficacité de l'IFRS 9. La Société n'a désigné aucune relation de couverture en vertu de l'IFRS 9 qui n'aurait pas satisfait aux critères de la comptabilité de couverture admissible en vertu de l'IAS 39. De plus amples détails sur les activités de couverture de la Société sont présentés aux notes 14 et 15.

L'objectif et la stratégie de gestion des risques de la Société, y compris les instruments de gestion du risque et leurs termes clés, sont détaillés aux notes 15 A) et 15 C).

Dans certains cas, la Société achète des éléments non financiers en monnaie étrangère, pour lesquels elle peut conclure des contrats à terme afin de couvrir le risque de change sur les achats prévus. L'IAS 39 et l'IFRS 9 exigent que les profits et pertes de couverture soient comptabilisés à titre d'ajustement de la valeur comptable initiale des éléments non financiers couverts une fois comptabilisés (comme les immobilisations corporelles), mais en vertu de l'IFRS 9, ces ajustements ne sont plus considérés comme des ajustements de reclassement et n'ont pas d'incidence sur les autres éléments du résultat global. En vertu de l'IFRS 9, ces montants seront directement transférés à l'actif et seront reflétés dans l'état des variations des capitaux propres en tant que reclassement du cumul des autres éléments du résultat global.

L'application des exigences de la comptabilité de couverture de l'IFRS 9 n'a aucune autre incidence sur les résultats et la situation financière de la Société pour l'exercice en cours ou les exercices antérieurs.

III. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Par suite de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 4 O), la Société a ajusté la durée d'utilité de certains de ses actifs miniers afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon en gaz de la Société. En outre, le 1^{er} janvier 2017, la fin de la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta de la Société a été ramenée à 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté d'environ 38 millions de dollars (58 millions de dollars en 2017). Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz.

En raison de la décision de la Société de mettre l'unité 1 de la centrale de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018 (se reporter à la note 4 A) pour plus de renseignements), la fin de la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles de l'unité 1 de la centrale de Sundance a été réduite de deux ans au cours du deuxième trimestre de 2017 pour la ramener au 31 décembre 2018. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 26 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, la Société a prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021 (se reporter à la note 4 A) pour plus de renseignements). Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué d'environ 4 millions de dollars. Toutefois, au troisième trimestre de 2018, la Société a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance et a comptabilisé une perte de valeur égale à la valeur comptable nette résiduelle de l'actif (se reporter aux notes 4 A) et 7 pour plus de renseignements).

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16»). En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, qui remplace les indications actuelles de l'IFRS pour les contrats de location. Selon les indications, les preneurs sont tenus de déterminer si le contrat est un contrat de location-financement ou un contrat de location simple, selon certains critères. Les contrats de location-financement sont comptabilisés à l'état de la situation financière, tandis que les contrats de location simple ne le sont pas. En vertu de l'IFRS 16, les preneurs devront comptabiliser un passif lié au contrat de location et un droit d'utilisation de l'actif pour pratiquement tous les contrats de location. Les preneurs pourront appliquer une exemption facultative leur permettant de ne pas comptabiliser certains contrats de location à court terme et contrats de location de faible valeur. De plus, la nature et le calendrier des charges liées à ces contrats de location seront modifiés, car, en vertu de l'IFRS 16, les charges liées aux contrats de location simple comptabilisées sur une base linéaire sont remplacées par une dotation aux amortissements pour les actifs et une charge d'intérêts liée au titre des obligations locatives. Pour les bailleurs, la comptabilité demeure essentiellement inchangée.

L'IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. Au moment de la transition, TransAlta a choisi d'appliquer l'IFRS 16 selon l'approche rétrospective modifiée à compter du 1^{er} janvier 2019. À la première application de l'IFRS 16, la Société s'est prévaluée des mesures de simplification permises par la norme ci-après :

- Exemptions relatives aux contrats de location à court terme dont la durée résiduelle est d'au plus 12 mois au 1^{er} janvier 2019 et aux contrats de location dont l'objet sous-jacent est de faible valeur.
- Exclusion des coûts directs initiaux aux fins de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de la première application.
- Utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui renferme des options de prolongation ou de résiliation.
- Ajustement de l'actif au titre du droit d'utilisation du montant au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires en vertu de l'IAS 37 immédiatement avant la date de la première application.
- Évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement au contrat de location immédiatement avant la date de la première application.

La Société a achevé en grande partie son évaluation des contrats de location simple existants. De l'avis de la Société, nous comptabiliserons l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative connexe découlant des contrats de location simple existants dans le cadre desquels nous sommes le preneur une somme variant de 42 millions de dollars à 52 millions de dollars. Ces modifications seront en partie contrebalancées par la décomptabilisation d'un actif au titre des contrats de location-financement et d'un passif au titre des contrats de location-financement, et une diminution nette du déficit, relativement à un accord contractuel comptabilisé comme un contrat de location-financement en vertu de l'IAS 17, qui n'est plus considéré comme un contrat de location selon l'IFRS 16.

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. Événements importants

A. Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta

I. Projet mené dans le cadre du programme d'électricité renouvelable de l'Alberta – Windrise

Au quatrième trimestre de 2018, le projet de production de 207 MW d'énergie éolienne Windrise de TransAlta a été choisi par l'Alberta Electric System Operator («AESO») comme l'un des trois projets prometteurs lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. Le parc éolien de Windrise, qui se trouve dans le comté de Willow Creek, s'appuie sur un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans conclu avec l'AESO. Le projet, dont le coût est estimé à environ 270 millions de dollars, devrait entrer en exploitation au cours du deuxième trimestre de 2021.

II. Approvisionnement en gaz pour les unités converties du charbon au gaz

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquiescer une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer. Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») construira et exploitera le gazoduc de 120 km qui aura un débit initial de 130 millions de pieds cubes de gaz par jour («Mpi³/j») et un potentiel d'expansion à environ 440 Mpi³/j. Le gazoduc Pioneer permettra à TransAlta d'augmenter la quantité de gaz naturel qu'elle produit à ses unités alimentées au charbon des centrales de Sundance et Keephills, ce qui réduira les émissions de carbone et les coûts. De plus, le gazoduc fournira une quantité importante du gaz nécessaire à la conversion complète au gaz naturel des unités alimentées au charbon. L'investissement pour TransAlta s'élèvera à environ 90 millions de dollars. La construction du gazoduc Pioneer a commencé en novembre 2018 et il devrait être pleinement exploitable d'ici le deuxième semestre de 2019. L'investissement de TransAlta est assujéti aux approbations réglementaires finales, qui devraient être obtenues au cours du premier semestre de 2019.

La décision de travailler avec Tidewater devance l'échéancier pour la construction du gazoduc Pioneer et permet d'accélérer la conversion des centrales. TransAlta demeure d'avis que le fait d'avoir au moins deux gazoducs d'approvisionnement en gaz naturel réduirait les risques d'exploitation, et poursuit ses discussions avec d'autres parties pour la construction d'autres gazoducs qui viendraient combler les besoins d'approvisionnement en gaz des centrales.

III. Stratégie de conversion du charbon au gaz des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la centrale de Keephills

Le 6 décembre 2017, la Société a mis à jour sa stratégie visant à accélérer la transition vers la production à partir du gaz et des énergies renouvelables. Au cours de 2018, la Société a mis à l'arrêt et mis hors service les unités suivantes de la centrale de Sundance :

- Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance le 1^{er} janvier 2018
- Mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance le 31 juillet 2018
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 3 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- Mise à l'arrêt temporaire de l'unité 5 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2018, pour une période pouvant aller jusqu'à un an, qui a été portée à deux ans

TransAlta ne prévoit plus mettre temporairement à l'arrêt l'unité 4 de la centrale de Sundance et effectuera des travaux d'entretien au cours du premier semestre de 2019.

Le 18 décembre 2018, le gouvernement fédéral a publié le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Le règlement prévoit des règles pour les nouvelles centrales électriques alimentées au gaz, ainsi que des dispositions particulières pour la conversion du charbon au gaz. La conversion au gaz des unités prolongerait non seulement leur durée d'exploitation, mais procurerait également les avantages suivants : une importante réduction des émissions de carbone ainsi que des coûts qui y sont liés; une importante diminution des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien; et une amélioration de la souplesse d'exploitation. TransAlta prévoit convertir certaines ou la totalité de ses unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et les unités 1 à 3 de la centrale de Keephills entre 2020 et 2023.

IV. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale canadienne stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance a été fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale d'Environnement et Changement climatique Canada a consenti à prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Cette mesure a donné à la Société la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta. Toutefois, en juillet 2018, TransAlta a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance. La décision a été en grande partie motivée par l'âge, la taille et la courte durée d'utilité de cette unité par rapport à d'autres unités, et par l'importance des capitaux requis pour remettre l'unité en service.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offraient une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble de la centrale de Sundance qui fournit la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool a expiré le 31 décembre 2017.

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars (28 millions de dollars après impôts) relativement à la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Sundance. Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 20 millions de dollars (15 millions de dollars après impôts) sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

B. Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Au cours de 2017, une filiale de TransAlta Renewables, Kent Hills Wind LP («KHWLP»), a conclu un contrat à long terme avec Énergie NB en vue de la vente de la totalité de l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW dans le cadre du projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills. Parallèlement, l'échéance du contrat avec Énergie NB relativement à l'unité 1 du parc éolien de Kent Hills a été reportée de 2033 à 2035, ce qui correspond à la durée d'utilité des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé que l'expansion est pleinement opérationnelle, ce qui porte la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills à 167 MW.

C. Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis. Les projets de parc éolien consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corp. («Big Level»); et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans («Antrim») (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»), avec des contreparties détenant des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+. La mise en service de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019. Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 20 février 2018, et l'acquisition d'Antrim demeure assujettie à certaines conditions de clôture, y compris la réception d'une décision réglementaire favorable. La Société s'attend à ce que la clôture de l'acquisition d'Antrim ait lieu au début de 2019.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans des projets de parc éolien aux États-Unis auprès d'une filiale de TransAlta («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement les projets de parc éolien aux États-Unis, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts des projets de parc éolien aux États-Unis. Les actions privilégiées reflet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power. Les coûts de construction et d'acquisition des deux projets de parcs éoliens aux États-Unis devraient être financés par TransAlta Renewables et sont évalués à 240 millions de dollars américains, et un billet à ordre de 25 millions de dollars est à recevoir. Le produit de l'émission de ces actions privilégiées ou de ces billets sera utilisé exclusivement dans le cadre de l'acquisition et de la construction des projets de parc éolien aux États-Unis. TransAlta Renewables financera ces coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction d'environ 61 millions de dollars (48 millions de dollars américains). Le 2 janvier 2019, TransAlta Renewables a financé des coûts de construction supplémentaires de 45 millions de dollars (33 millions de dollars américains).

D. TransAlta Renewables fait l'acquisition de trois actifs d'énergie renouvelable auprès de la Société

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès d'une filiale de la Société d'une participation financière dans le parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota et dans les centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts («Mass Solar») par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis d'une filiale de la Société une participation dans le parc éolien de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'est établi à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge

de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

L'acquisition de Kent Breeze a été comptabilisée par TransAlta Renewables comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 31 mai 2018 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres de participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 1 million de dollars en 2018.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de 33 millions de dollars d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

E. TransAlta Renewables conclut un placement d'actions ordinaires pour un produit de 150 millions de dollars

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement de 11 860 000 actions ordinaires par voie de prise ferme par un syndicat de preneurs fermes (le «placement»). Les actions ordinaires ont été émises au prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars (produit net de 144 millions de dollars).

Le produit net a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit devront servir aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits à la note 4 C) ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables. Se reporter à la note 12 pour plus de détails sur la participation de TransAlta dans TransAlta Renewables.

F. Financement de 345 millions de dollars

Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta en concluant un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP LP («TransAlta OCP»). Il s'agit d'un placement privé garanti notamment par une charge de premier rang sur les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Les obligations amortissables portent intérêt à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030. Les obligations ont obtenu de DBRS une note de BBB, avec une tendance stable. Aux termes de 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.

Le produit net a servi à rembourser en partie les débentures à 6,40 %, comme il est décrit ci-dessous.

G. Remboursement anticipé de 400 millions de dollars de débentures

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débentures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat était au total d'environ 425 millions de dollars, y compris une prime au remboursement anticipé et les intérêts courus et impayés. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

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

Le 9 mars 2018, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires («actions ordinaires»). Dans le cadre de l'OPRA, la Société peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto 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 sont annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 14 mars 2018 et se termine le 13 mars 2019 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires auront été rachetées en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 102 039 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen de 408 156 actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de six mois close le 28 février 2018) peuvent être achetées à la Bourse de Toronto n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a acheté et annulé 3 264 500 actions ordinaires à un prix moyen de 7,02 \$ l'action, pour un coût total de 23 millions de dollars. Se reporter à la note 24 pour plus de détails. D'autres transactions dans le cadre de l'OPRA, le cas échéant, dépendront des conditions du marché. La Société conserve le pouvoir discrétionnaire d'effectuer des acquisitions dans le cadre de l'OPRA et de déterminer le moment, le montant et le prix acceptable de ces acquisitions, sous réserve en tout temps des exigences de la Bourse de Toronto et d'autres exigences réglementaires applicables.

I. Rachat anticipé de billets de premier rang

Le 15 mars 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de la totalité de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018, pour environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains). Une prime au remboursement anticipé de 5 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

J. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018.

Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018. Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société conteste l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool a exclu certains actifs miniers qui, de l'avis de la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette pour une indemnité de résiliation additionnelle de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage des CAÉ.

K. Avis de résiliation du CAÉ conclu avec South Hedland par Fortescue Metals Group Limited

Le 13 novembre 2017, la Société a annoncé que TEC Hedland Pty Ltd («TEC Hedland»), filiale de la Société, avait reçu un avis de résiliation officiel du CAÉ conclu avec South Hedland («CAÉ de South Hedland») de la part d'une filiale de Fortescue Metals Group Limited («FMG»). Le CAÉ de South Hedland permet à FMG de résilier le contrat si la centrale électrique n'atteint pas les critères de l'exploitation commerciale dans le délai imparti. De l'avis de FMG, la centrale électrique de South Hedland n'a pas atteint les critères de l'exploitation commerciale.

La Société estime que tous les critères établissant l'exploitation commerciale, y compris tous les critères de rendement, ont été satisfaits selon les modalités du CAÉ de South Hedland. Ces critères comprennent la réception d'un certificat d'exploitation commerciale, la réussite de certains essais à l'égard des exigences, et l'obtention des permis et des approbations nécessaires auprès du North West Interconnected System et des organismes publics. La confirmation de

l'atteinte des critères de l'exploitation commerciale a été fournie par des sociétés d'ingénierie indépendantes, ainsi que par Horizon Power, la société d'État de services publics. La Société prend toutes les mesures qui s'imposent pour protéger ses intérêts dans la centrale et pour s'assurer que les flux de trésorerie prévus aux termes du CAÉ de South Hedland sont réalisés. Depuis juillet 2017, la centrale électrique de South Hedland est entièrement fonctionnelle et répond aux exigences de FMG prévues au CAÉ de South Hedland.

Le 4 décembre 2017, TEC Hedland a intenté des procédures devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale afin de recouvrer les montants facturés en vertu du CAÉ de South Hedland.

L. Réacquisition de la centrale de Solomon

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG compte racheter la centrale électrique de Solomon de TEC Pipe Pty Ltd. («TEC Pipe»), filiale en propriété exclusive de la Société, pour un montant d'environ 335 millions de dollars américains. FMG a conclu l'acquisition de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017, et TEC Pipe a obtenu un montant de 325 millions de dollars américains en contrepartie. FMG a retenu la tranche résiduelle du prix d'achat. Selon la Société, ce montant n'aurait pas dû être retenu, et la Société prend les mesures nécessaires devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale pour recouvrer la totalité ou une partie importante du montant auprès de FMG.

M. Financement par TransAlta Renewables d'un projet de 260 millions de dollars visant des actifs éoliens au Nouveau-Brunswick et rachat anticipé de débentures en circulation

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a annoncé que sa filiale en propriété majoritaire indirecte KHWLP avait réalisé un placement d'obligations d'environ 260 millions de dollars garanties notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de KHWLP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 4,454 %, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Une partie du produit net a servi à financer une partie des coûts de construction de l'unité 3 du projet de parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW. Le produit restant a servi à consentir des avances à sa filiale Canadian Hydro Developers Inc. («CHD») et à Natural Forces Technologies Inc., partenaire de KHWLP, qui détient une participation d'environ 17 % dans KHWLP. Au 31 décembre 2018, un produit de 31 millions de dollars a été classé dans les liquidités soumises à restrictions à l'égard du compte de réserve de construction et sera libéré sous réserve du respect de certaines modalités, qui seront déterminées au premier trimestre de 2019.

Parallèlement, CHD, filiale en propriété exclusive de TransAlta Renewables, a envoyé un avis indiquant qu'elle rachèterait avant leur échéance toutes ses débentures non garanties. Les débentures devaient venir à échéance en juin 2018. Le 12 octobre 2017, CHD a racheté les débentures non garanties moyennant le versement d'un montant global de 201 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 191 millions de dollars, d'une prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars et des intérêts à payer de 4 millions de dollars. La prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

N. Résultats de la conversion des actions privilégiées de série E et de série C et rajustement du taux de dividende

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion de ses actions privilégiées de série E en actions privilégiées de série F. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série E n'a été convertie en actions privilégiées de série F le 30 septembre 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion de ses actions privilégiées de série C en actions privilégiées de série D. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série C n'a été convertie en actions privilégiées de série D le 30 juin 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

O. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec le gouvernement de l'Alberta sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales

alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société recevra des paiements de transition annuels au comptant d'environ 37 millions de dollars, montant net, à compter de 2017 jusqu'en 2030. 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. Les autres conditions consistent à maintenir les dépenses prescrites au titre d'activités d'investissement en Alberta, de conserver une proportion importante des activités en Alberta (y compris de respecter un plancher d'emploi déterminé dans l'entente), de maintenir les dépenses dans des programmes et des initiatives pour soutenir les collectivités près des centrales et les employés de la Société touchés par l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon, et d'honorer toutes ses obligations envers les employés concernés. Toutefois, les centrales touchées peuvent en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon.

La Société a également conclu avec le gouvernement un protocole d'entente visant à collaborer et à coopérer à la définition d'un cadre réglementaire en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon, de favoriser la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de veiller à ce que la production actuelle d'électricité puisse participer efficacement à un futur marché de capacité qui devrait être mis en place dans la province d'Alberta.

P. Dispense pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été déconnectée le 5 mars 2013, par suite de l'existence soupçonnée d'une défaillance de l'enroulement du générateur. Des tests et des analyses approfondis ont permis de conclure qu'un rembobinage complet du stator du générateur était nécessaire. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013, une fois les réparations achevées. La Société a demandé une dispense pour cause de force majeure le 26 mars 2013. L'acheteur, ENMAX, a contesté cette dispense, ce qui a donné lieu à une audience d'arbitrage sur la cause de force majeure qui s'est déroulée en mai 2016. Le 18 novembre 2016, la Société a annoncé qu'un groupe d'arbitrage indépendant avait accordé la dispense pour cause de force majeure. Par conséquent, la Société a repris la provision d'environ 94 millions de dollars en 2016. L'acheteur et le Balancing Pool veulent être entendus par la Cour du Banc de la Reine en Alberta pour faire écarter la sentence arbitrale. Cette audience est prévue entre le 27 février 2019 et le 1^{er} mars 2019.

Q. Financement de Poplar Creek

Le 7 décembre 2016, la Société a annoncé que sa filiale en propriété exclusive indirecte, TAPC Holdings L.P., qui détient la participation de la Société dans la centrale de cogénération de Poplar Creek, a réalisé le placement privé d'obligations garanties de premier rang à taux variable pour un montant en capital total de 202,5 millions de dollars. Les obligations viennent à échéance le 31 décembre 2030 et sont garanties par une charge de premier rang sur tous les titres de capitaux propres de l'émetteur et de son commandité, ainsi que par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur de ces obligations. Les obligations sont amortissables et portent intérêt pour chaque trimestre à un taux annuel correspondant au taux CDOR de trois mois en vigueur au premier jour du trimestre visé majoré de 395 points de base.

R. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré (le «contrat de production autonome») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario pour la centrale de cogénération de Mississauga. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, simultanément à son exécution, la Société a convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018. En décembre 2018, TransAlta a exercé son option visant à résilier son entente avec Boeing Canada Inc. le 31 décembre 2021. TransAlta est tenue d'enlever la centrale et de remettre le site en état dans un délai de trois ans.

Le contrat de production autonome a procuré à la Société des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. La note 9 C) présente plus de détails sur ce contrat et son incidence sur les états financiers.

S. Actifs de Wintering Hills détenus en vue de la vente

La Société a acquis sa participation dans l'installation de Wintering Hills en 2015 dans le cadre de la restructuration des accords associés à sa centrale de cogénération de Poplar Creek. Au 31 décembre 2016, les critères pour que les actifs de Wintering Hills soient classés comme étant détenus en vue de la vente étaient atteints. Les actifs détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en 2016 dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. L'installation de Wintering Hills a été vendue le 1^{er} mars 2017, pour un produit net de 61 millions de dollars pour la Société.

T. Financement d'un projet visant des actifs éoliens au Québec par TransAlta Renewables

Le 3 juin 2016, la filiale en propriété exclusive indirecte de TransAlta Renewables, New Richmond Wind L.P. («NRWLP»), a réalisé un placement d'obligations pour environ 159 millions de dollars, qui sont garanties par une charge de premier rang sur tous les actifs de NRWLP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à partir de la date d'émission à un taux de 3,963 %, le capital et les intérêts étant payables semestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2032.

U. Placement et acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute par TransAlta Renewables (les «actifs canadiens»)

Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a réalisé son placement dans une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs canadiens de la Société pour une valeur combinée globale d'environ 540 millions de dollars. Les actifs canadiens sont constitués d'environ 611 MW d'actifs de production d'électricité en grande partie assujettis à des contrats situés en Ontario et au Québec.

En contrepartie, TransAlta Renewables a remis à la Société un montant en trésorerie de 173 millions de dollars, émis 15 640 583 actions ordinaires d'une valeur totale de 152 millions de dollars, et émis une débenture subordonnée non garantie convertible de 215 millions de dollars. Le 9 novembre 2017, TransAlta Renewables a procédé au rachat anticipé de la débenture moyennant le versement d'un montant global de 218 millions de dollars, composé d'un capital de 215 millions de dollars et d'intérêts à payer de 3 millions de dollars. La débenture convertible devait arriver à échéance le 31 décembre 2020.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement visant 17 692 750 reçus de souscription à un prix de 9,75 \$ par reçu de souscription. À la clôture de la transaction, chaque porteur de reçus de souscription a reçu, sans contrepartie additionnelle, une action ordinaire de TransAlta Renewables et un équivalent de dividendes en espèces de 0,07 \$ par reçu de souscription détenu. Par conséquent, TransAlta Renewables a émis 17 692 750 actions ordinaires et versé un équivalent de dividendes totalisant 1 million de dollars. Les frais d'émission des actions ont totalisé 8 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars.

Le 30 novembre 2016, TransAlta Renewables a acquis une participation directe dans les actifs canadiens de la Société pour un prix d'achat de 520 millions de dollars financé par l'émission d'un billet. Parallèlement, la filiale de la Société a racheté les actions privilégiées qu'elle avait émises à TransAlta Renewables en janvier 2016 au moment où TransAlta Renewables acquérait une participation financière dans les actifs canadiens décrits précédemment de 520 millions de dollars. Les deux transactions ont fait l'objet de modalités compensatoires et, par conséquent, aucun paiement en trésorerie n'a été effectué. TransAlta Renewables a acquis également le fonds de roulement et certaines pièces de rechange amortissables totalisant 19 millions de dollars, financés par l'émission d'un prêt ne portant pas intérêt payable à la Société.

L'acquisition des actifs canadiens a été comptabilisée par TransAlta Renewables en tant que regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis au titre des actifs canadiens ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 30 novembre 2016 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 38 millions de dollars en 2016.

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 de caractéristiques écologiques, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie, 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 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - É.-U.	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	517	9	224	91	206	132	—	—	1 179
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ¹	68	—	—	68	27	7	—	—	170
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés	(1)	115	4	—	(20)	—	67	—	165
Incitatifs gouvernementaux	—	—	—	—	16	—	—	—	16
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ²	328	318	4	6	53	17	—	(7)	719
Total des produits des activités ordinaires	912	442	232	165	282	156	67	(7)	2 249

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	38	9	—	—	18	—	—	—	65
Au fil du temps	479	—	224	91	188	132	—	—	1 114
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	517	9	224	91	206	132	—	—	1 179

1) 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 (247 millions de dollars en 2017 et 221 millions de dollars en 2016).

2) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

B. Soldes des contrats

La Société a comptabilisé les actifs et passifs sur contrats liés aux produits des activités ordinaires suivants :

Passifs sur contrats

Au 31 déc. 2017	62
Ajustement transitoire – IFRS 15	17
Montants transférés aux produits des activités ordinaires compris dans le solde d'ouverture	(10)
Contrepartie reçue	13
Augmentations découlant des intérêts courus et passés en charges au cours de la période	6
Montants transférés aux dettes fournisseurs	(1)
Au 31 déc. 2018	87

Les passifs sur contrats se composent principalement de la contrepartie reçue du partenaire de l'entreprise commune de l'unité 3 de la centrale de Keephills à l'égard duquel la Société a une obligation future de fournir des biens et des services en vertu du contrat. La contrepartie reçue dépend du plan de remplacement des dépenses d'investissement liées aux mines et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés à mesure que la Société respecte ses obligations de prestation aux termes du contrat selon lequel elle doit se tenir prête à livrer du charbon et en assurer la livraison.

C. Obligations de prestation qui restent à remplir

En vertu de la nouvelle norme sur les produits des activités ordinaires, la Société est tenue de fournir le montant total du 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. Les informations fournies ci-après ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles aux mesures de simplification suivantes :

- La Société comptabilise les produits des activités ordinaires tirés d'un contrat à un montant correspondant au montant facturé, lequel reflète la valeur des services rendus au client depuis le début du contrat. Des contrats de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques, centrales alimentées au gaz et installations solaires et à ses activités commerciales et industrielles sont admissibles à cette mesure de simplification. En ce qui concerne ces contrats, la Société n'est pas tenue de fournir de l'information relative aux obligations de prestation qui restent à remplir.
- Les 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. Ainsi, les ajustements des produits des activités ordinaires visant à comptabiliser une composante financement importante d'un contrat sont exclus des montants fournis au titre des obligations de prestation qui restent à remplir.

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.

Charbon au Canada

Au 31 décembre 2018, la Société était partie à des CAÉ avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité de deux de ses centrales alimentées au charbon, selon leur affectation, qui arrivent à échéance le 31 décembre 2020. Toute l'électricité produite est acheminée aux clients. Certaines sources de produits des activités ordinaires découlant d'un CAÉ sont comptabilisées à titre de contrat de location et l'information à leur égard est exclue. Le prix comporte de multiples composantes, de nature fixe et variable, qui consistent en ce qui suit : un paiement de capacité fondé sur un remboursement de capital, des paiements de disponibilité (en provenance ou à l'intention du client) calculés selon le prix du pool moyen sur 30 jours consécutifs et la disponibilité réelle de la centrale par rapport à la disponibilité ciblée précisée dans les CAÉ, un recouvrement des coûts réglementaires transférés, et des paiements pour la livraison d'énergie en

fonction du coût variable de production de l'énergie. Les paiements liés à l'énergie varient selon la production de la centrale, qui dépend de la demande du marché et de la capacité opérationnelle de la centrale. Les produits des activités ordinaires sont habituellement comptabilisés progressivement, sur une base mensuelle. Les produits des activités ordinaires futurs fondés sur la contrepartie variable sont présumés être entièrement limités et l'information à leur égard est exclue.

La Société est également partie à plusieurs contrats pour la vente de sous-produits de la combustion de charbon de certaines de ses centrales alimentées au charbon. La durée des contrats varie d'un an à trois ans. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent en définitive de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis, lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

La Société est partie à un contrat à sa mine de charbon en Alberta, en vertu duquel la mine doit avoir la capacité de livrer le charbon exigé et de fournir des services sur l'élimination des sous-produits à la centrale. La durée du contrat dépend en grande partie des plans et des décisions à l'égard de la conversion du charbon au gaz de la Société. Les modalités de tarification sont fondées sur les coûts réels engagés pour fournir le charbon et varieront sur la durée du contrat. Les produits des activités ordinaires seront comptabilisés sur la base des coûts engagés et des volumes de charbon livrés, lesquels sont variables et dépendent de la demande d'électricité sur le marché, qui est assujettie à divers facteurs hors du contrôle de la Société. Par conséquent, les informations à l'égard des produits des activités ordinaires liés aux obligations de prestation qui restent à remplir associés à cette composante du contrat sont exclues puisqu'ils sont variables et présumés être entièrement limités. Le client finance également une tranche des dépenses d'investissement liées aux mines requises dans le cadre du prix de transaction, ce qui constitue une composante financement importante pour la Société. Les produits des activités ordinaires sont tributaires du plan de dépenses de remplacement des mines de la Société et de leur recouvrement, ainsi que la composante financement importante, et sont comptabilisés dans les produits par amortissement à mesure que la Société remplit son obligation de prestation qui consiste à se rendre disponible pour livrer le charbon et s'occuper de la livraison de charbon. La composante financement importante de ces produits des activités ordinaires est exclue de ces informations.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 330 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 245 millions de dollars au cours des deux prochains exercices, puis en moyenne entre 7 millions de dollars et 10 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Charbon aux États-Unis

Le contrat à long terme de la Société visant la vente de l'électricité produite à sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis est considéré comme un dérivé et est désigné comme couverture globale. Par conséquent, puisque les produits des activités ordinaires tirés de l'électricité livrée au client sont comptabilisés en vertu des modalités contractuelles, les produits des activités ordinaires ne sont pas comptabilisés conformément à l'IFRS 15 et le contrat a été exclu des obligations d'information à fournir selon l'IFRS 15.

La Société est également partie à un contrat visant la vente de sous-produits de la combustion de charbon de sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

Gaz au Canada

Au 31 décembre 2018, 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. Les principales modalités sont résumées ci-après :

Les contrats d'approvisionnement en électricité exigent la livraison de quantités précises de vapeur à chaque client et comportent des modalités de tarification qui comprennent des frais fixes et variables liés à l'électricité, à la capacité et à la vapeur, ainsi que des ajustements d'égalisation en fonction des volumes de vapeur minimaux contractuels. Le rapprochement des frais liés à la vapeur est fondé sur une estimation du volume de vapeur pris du client et du volume minimal contractuel, et sur divers facteurs, notamment le prix de l'électricité annuel moyen du marché et la moyenne des prix affichés localement et des prix indiciels du gaz naturel, ainsi que le transport. Dans le cas des volumes de vapeur qui ne sont pas pris par le client, un mécanisme de partage des produits des activités ordinaires prévoit le partage des produits générés par la Société en utilisant cette vapeur pour produire et vendre de l'électricité. Les tarifs de la capacité et de l'électricité varient d'un contrat à l'autre et sont assujettis à une indexation annuelle à des taux différents. Au bout du compte, l'électricité et la vapeur livrées dépendent des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livrera de l'électricité et de la vapeur jusqu'à l'achèvement du contrat à la fin 2022.

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 2018, 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. Les tarifs en vertu de ces contrats sont établis selon une base tarifaire fixe par gigajoule et peuvent augmenter chaque année en fonction des prix du gaz et de l'inflation. Les contrats prévoient des engagements d'achat ferme en matière de volumes annuels minimaux.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats ont totalisé environ 25 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 4 millions de dollars et 6 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à certains des contrats d'autres centrales alimentées au gaz de la Société en Ontario et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Gaz en Australie

Au 31 décembre 2018, la Société était partie à des CAÉ avec des clients visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz situées en Australie. Un contrat est considéré comme un contrat de location et l'information à son égard est exclue. 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 prix peuvent faire l'objet d'ajustements d'égalisation portant sur les écarts de la consommation spécifique de chaleur prévue et sont assujettis à divers facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis

lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. L'échéance de ces contrats varie, allant de 2021 à 2042.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 2 280 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 230 millions de dollars au cours des trois prochains exercices, puis en moyenne entre 80 millions de dollars et 110 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au 31 décembre 2018, 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 deux parcs éoliens situés en Alberta et au Minnesota, 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, jusqu'en 2024 et 2034. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des ressources éoliennes, qui sont hors du contrôle de la Société. Les quantités livrées et, par conséquent, les produits des activités ordinaires comptabilisés dans l'avenir varieront. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. 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 à l'acheteur sur la durée résiduelle des contrats, jusqu'en 2019 et 2024.

Au 31 décembre 2018, 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. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 1 million de dollars et 2 millions de dollars annuellement jusqu'à l'échéance des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à des contrats d'énergie éolienne en Ontario, au Nouveau-Brunswick, au Québec et au Wyoming et à tous les contrats d'énergie solaire, et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Hydroélectricité

Au 31 décembre 2018, la Société a conclu un CAÉ avec le Balancing Pool en vue de fournir la capacité de production de 12 centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Alberta. Le paiement de capacité est fixé sur une base annuelle. Dans le cadre du CAÉ, la Société a également une obligation financière à l'égard du Balancing Pool qui est déterminée en fonction des quantités notionnelles de l'électricité livrée et du prix du pool pour la période. La Société prévoit comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle rend la capacité accessible au client jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2020. La Société est également partie à des contrats prévoyant des services de redémarrage à froid dans des centrales hydroélectriques spécifiques et a conclu un contrat avec le gouvernement de l'Alberta visant la gestion de l'eau de la Bow River en vue de réduire les inondations et la sécheresse, l'ensemble de contrats échéant d'ici 2020.

Au 31 décembre 2018, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 130 millions de dollars, et la Société prévoit les comptabiliser au cours des deux prochains exercices.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à tous les contrats d'énergie hydroélectrique en Ontario, en Colombie-Britannique et à Washington et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

6. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018		2017		2016	
	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Combustible ¹	656	—	685	—	665	—
Réduction (reprise) de valeur des stocks de charbon	—	—	—	—	(4)	—
Achats d'électricité	210	—	162	—	143	—
Amortissement minier	136	—	73	—	63	—
Salaires et avantages sociaux ¹	98	245	96	248	96	249
Autres charges d'exploitation	—	270	—	269	—	240
Total	1 100	515	1 016	517	963	489

1) Un montant de 90 millions de dollars en 2017 et en 2016 a été reclassé du poste Combustible au poste Salaires et avantages sociaux afin de respecter le classement de 2018.

7. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

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 des flux de trésorerie actualisés selon 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 2073.

A. UGT marchande de l'Alberta

En 2018, 2017 et 2016, l'incertitude persistait dans la province d'Alberta au sujet du Plan de leadership sur le climat du gouvernement, des paramètres futurs qui serviront à définir le marché de l'électricité de l'Alberta et des politiques fédérales sur la taxe carbone et les émissions de gaz à effet de serre («GES»). En outre, les conditions économiques ont contribué au débordement de l'offre et à la faiblesse des prix du marché de 2015 à 2017. La Société a évalué si ces facteurs et les événements qui se sont produits vers la fin de 2016, dont il est question plus en détail ci-dessous, représentaient des indicateurs de dépréciation possibles pour son UGT marchande de l'Alberta. Compte tenu de la composition de cette UGT, la Société a établi qu'il n'existait aucun indicateur de dépréciation à l'égard de l'UGT marchande de l'Alberta. La Société n'a donc pas réalisé de test de dépréciation détaillé pour ces exercices, mais elle a procédé à une analyse de sensibilité pour ces facteurs pour tous les exercices afin de confirmer que l'excédent de la valeur recouvrable estimative par rapport à la valeur comptable nette était suffisant. L'analyse de l'UGT marchande de l'Alberta a démontré qu'elle comptait une réserve importante en 2018, 2017 et 2016 en raison de l'important portefeuille de la Société dans le secteur d'énergies renouvelables exploitées sur une base de production marchande dans la province.

I. 2018

Unité 2 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 38 millions de dollars sur l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La Société avait d'abord prévu que l'unité 2 de la centrale de Sundance resterait à l'arrêt pendant une période pouvant

atteindre deux ans, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta, pour laquelle il existe une importante réserve. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Lakeswind et Kent Breeze

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition d'une participation financière dans Lakeswind par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze (se reporter à la note 4 D)). Dans le cadre de ces acquisitions, les actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'escompte d'environ 7 % en moyenne. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars en utilisant l'évaluation du contrat comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2018. L'imputation pour dépréciation a eu une incidence de 11 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 1 million de dollars sur les immobilisations incorporelles (se reporter aux notes 17 et 19).

II. 2017

Unité 1 de la centrale de Sundance

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. La Société avait d'abord prévu que l'unité 1 de la centrale de Sundance serait exploitée sur une base de production marchande jusqu'en 2018 ou 2019, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta, pour laquelle il existe une importante réserve. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 1^{er} janvier 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Aucun test de dépréciation séparé n'a été requis spécifiquement pour l'unité 2 de la centrale de Sundance, puisque son arrêt permet à la Société de prolonger l'exploitation de celle-ci dans le cadre de l'UGT marchande de l'Alberta de la Société jusqu'en 2021.

III. 2016

Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars (se reporter à la note 4 S)). Relativement à cette vente, les actifs de Wintering Hills ont été comptabilisés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016. Comme il est exigé, la Société a soumis les actifs à un test de dépréciation avant de les classer comme étant détenus en vue de la vente. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en utilisant le prix d'acquisition du contrat de vente comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2016.

B. Frais de mise en valeur de projets

Au cours de 2018, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets d'un montant de 23 millions de dollars liés à des projets qui ne sont plus en cours.

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 Fort Saskatchewan et à la centrale de cogénération de Poplar Creek se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	30	29	68	66
De deux à cinq ans inclusivement	80	74	110	82
Plus de cinq ans	140	112	140	126
	250	215	318	274
Déduire : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	35	—	44	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	215	215	274	274
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 13)	24		59	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	191		215	
	215		274	

9. Autres résultats d'exploitation nets

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

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	—
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance	(157)	—	—
Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga	—	(9)	(191)
Recouvrements d'assurance	(7)	—	(3)
Provision pour frais de restructuration	—	—	1
Autres résultats d'exploitation, montant net	(204)	(49)	(193)

A. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions de ses centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (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. 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. 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 2020. 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 aux notes 4 O) et 22).

B. Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018 et a reçu une indemnité de résiliation de 157 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2018. Se reporter à la note 4 J) pour plus de détails.

C. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

2016

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat de production autonome avec la SIERE pour sa centrale de cogénération de Mississauga. Le contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. La Société a convenu de résilier de façon anticipée le contrat précédant avec la SIERE, qui, autrement, aurait pris fin en décembre 2018.

En raison de ce contrat, la Société a comptabilisé un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars. Les composantes principales du profit ont trait à la comptabilisation de produits ponctuels actualisés d'environ 207 millions de dollars, contrebalancés par des frais au titre de contrats déficitaires et autres frais de résiliation totalisant environ 16 millions de dollars. La Société a aussi comptabilisé un amortissement accéléré de 46 millions de dollars en raison de la modification de la durée d'utilité de l'actif. Des pertes latentes nettes avant impôts de 14 millions de dollars ont été sorties du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisées en résultat net après l'annulation de la désignation à titre de couverture, à des fins comptables, de couvertures de flux de trésorerie.

2017

Au quatrième trimestre de 2017, la Société a renégocié le contrat de location du terrain de la centrale à un coût inférieur à ce qui avait été estimé en 2016, entraînant ainsi la comptabilisation d'un profit de 9 millions de dollars.

2018

En décembre 2018, TransAlta a exercé son option visant à résilier son entente avec Boeing Canada Inc. le 1^{er} janvier 2021. TransAlta est tenue d'enlever la centrale et de remettre le site en état dans un délai de trois ans.

D. Recouvrements d'assurance

En 2018, la Société a reçu 7 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance, dont une indemnité d'assurance de 6 millions de dollars liée à l'incendie d'une tour dans le parc éolien du Wyoming et 1 million de dollars pour la réparation de matériel dans le secteur Charbon au Canada. Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2017.

En 2016, la Société a reçu 3 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance, dont 2 millions de dollars pour une interruption d'activités et 1 million de dollars pour le remplacement ou la remise à neuf de matériel de certaines centrales éoliennes.

10. Charge d'intérêts nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Intérêt sur la dette	184	218	218
Produit d'intérêts	(11)	(7)	(2)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 17)	(2)	(9)	(16)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 22)	24	6	1
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	13	18	19
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills (note 4 P)	—	—	(10)
Divers ¹	15	(3)	(4)
Désactualisation des provisions (note 21)	24	21	20
Charge d'intérêts nette	250	247	229

1) Au cours de l'exercice 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable et un montant d'environ 7 millions de dollars se rapporte à la composante de financement importante selon les dispositions de l'IFRS 15 (voir la note 3).

11. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat avant impôts sur le résultat	(96)	(54)	314
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujetti à l'impôt	(19)	(35)	(109)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	(115)	(89)	205
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	26,8	26,8	26,7
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévue	(31)	(24)	55
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Taux d'impôt effectifs étrangers plus bas	(3)	(11)	(16)
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale	—	—	11
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé	27	(15)	(10)
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	—	110	1
Divers	1	4	(3)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38
Taux d'impôt effectif (%)	5	72	19

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	2018	2017	2016
Charge d'impôt exigible ¹	28	79	23
Ajustements à l'égard des impôts différés des exercices précédents	—	—	(3)
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(61)	(110)	16
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale ²	—	—	11
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ³	—	110	1
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (de la reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé ⁴	27	(15)	(10)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charge d'impôt exigible	28	79	23
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(34)	(15)	15
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(6)	64	38

- 1) En 2017, la Société a comptabilisé une charge d'impôts exigible de 56 millions de dollars en raison de la cession de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017.
- 2) En 2016, des réorganisations de certaines filiales de TransAlta ont été effectuées dans le cadre du financement du projet de New Richmond et de la cession des actifs canadiens à TransAlta Renewables. Les réorganisations ont entraîné la comptabilisation de passifs d'impôt différé respectivement de 3 millions de dollars et 8 millions de dollars. Le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant, puisque, avant la réorganisation, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.
- 3) Le 22 décembre 2017, le gouvernement américain a adopté le projet de loi H.R.1., connu sous le nom de Tax Cuts and Jobs Act, qui prévoit de réduire le taux fédéral de l'impôt sur les sociétés pour le faire passer de 35 % à 21 %. Le passif d'impôt différé net de la Société lié aux activités aux États-Unis qu'elle détient directement regroupe un actif d'impôt différé et un passif d'impôt différé dont le montant net est de 6 millions de dollars. La réduction du taux fédéral de l'impôt sur les sociétés a entraîné une diminution de l'actif d'impôt différé de 104 millions de dollars, dont la totalité est comptabilisée en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés, contrebalancée par une baisse du passif d'impôt différé de 110 millions de dollars, dont 1 million de dollars est comptabilisé en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés, contrebalancé par un recouvrement d'impôt différé de 111 millions de dollars comptabilisé dans les états du résultat global consolidés. Le montant de 2016 a trait à l'incidence de la hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés au Nouveau-Brunswick de 12 % à 14 %, en date du 3 février 2016.
- 4) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 27 millions de dollars (reprise de réduction de valeur de 15 millions de dollars en 2017 et de 10 millions de dollars en 2016). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société avait sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme 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, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2021 et 2037 pour les pertes générées avant 2018.

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	2018	2017	2016
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(12)	(108)	51
Incidence nette liée aux couvertures de l'investissement net	—	(7)	16
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	5	(4)	4
Charge d'impôts sur le résultat présentée dans les capitaux propres	(7)	(119)	71

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	2018	2017
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes	547	541
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	113	117
Immobilisations corporelles	(896)	(1 009)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(145)	(160)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	68	74
Intérêt déductible au cours de périodes futures	48	50
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	35	42
Produits différés tirés du charbon	23	16
Autres différences temporaires déductibles	–	22
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(207)	(307)
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(266)	(218)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(473)	(525)

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

Aux 31 décembre	2018	2017
Actifs d'impôt différé ¹	28	24
Passifs d'impôt différé	(501)	(549)
Passifs d'impôt différé, montant net	(473)	(525)

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 2018, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (4 millions de dollars en 2017) relatif à des positions fiscales incertaines.

12. Participations ne donnant pas le contrôle

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

Filiale/exploitation	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 déc. 2018
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % – Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	39,1 % – 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 alimentée au charbon. 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.

Le sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle est 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.

La centrale de South Hedland a commencé ses activités commerciales le 28 juillet 2017. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B détenues dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de participation en capitaux propres dans TransAlta Renewables a augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les actions de catégorie B ont été converties à un ratio supérieur à 1:1 étant donné que les coûts de construction et de mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu avec TransAlta Renewables.

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a mis en place un régime de réinvestissement des dividendes pour les détenteurs canadiens d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. À compter du 31 juillet 2018, les actionnaires admissibles peuvent choisir de réinvestir automatiquement leurs dividendes mensuels dans des actions ordinaires supplémentaires de la Société.

Par suite de la conversion des actions de catégorie B, du régime de réinvestissement des dividendes et de la transaction (voir la note 4), le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société a fluctué comme suit depuis la formation de TransAlta Renewables :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres		
Du 29 avril 2014 au 6 mai 2015	70,3			70,3
Du 7 mai 2015 au 25 novembre 2015	76,1			72,8
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6			62,0
Du 6 janvier 2016 au 31 juillet 2017	64,0			59,8
Du 1 ^{er} août 2017 au 21 juin 2018	64,0			64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018	61,1			61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018	61,0			61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018	60,9			60,9
Exercices clos les 31 décembre		2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires		462	459	259
Résultat net		241	13	1
Total du résultat global		281	(24)	40
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net		94	11	2
Total du résultat global		110	—	18
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		79	85	83
Aux 31 décembre			2018	2017
Actifs courants			250	145
Actifs non courants			3 497	3 483
Passifs courants			(159)	(356)
Passifs non courants			(1 192)	(1 075)
Total des capitaux propres			(2 396)	(2 197)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle			(961)	(812)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)			39,1	36,0

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires	185	175	274
Résultat net	29	61	211
Total du résultat global	29	61	258
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	14	31	105
Total du résultat global	14	31	128
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	86	87	68

Aux 31 décembre	2018	2017
Actifs courants	82	193
Actifs non courants	354	404
Passifs courants	(54)	(73)
Passifs non courants	(28)	(26)
Total des capitaux propres	(354)	(498)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(176)	(247)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

13. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2018	2017
Créances clients	597	693
Montants à recevoir au titre de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga	—	108
Créances clients, montant net	597	801
Billet à ordre à recevoir ¹	25	—
Garanties versées (note 15)	105	67
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	24	59
Partie courante du prêt à recevoir (note 20)	—	5
Impôts sur le résultat à recevoir	5	1
Créances clients et autres débiteurs	756	933

1) Le billet à ordre à recevoir porte sur le financement fourni à l'égard du projet de parc éolien Antrim (se reporter à la note 4 C) pour plus de détails).

14. 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 (voir la note 2 C)). Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable au 31 décembre 2018

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Autres actifs financiers (JVRN)	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	89	—	89
Liquidités soumises à restrictions	—	—	66	—	66
Créances clients et autres débiteurs	—	—	731	25	756
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	191	—	191
Actifs de gestion du risque					
Courants	60	86	—	—	146
Non courants	629	33	—	—	662
Autres actifs	—	—	37	15	52
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	497	—	497
Dividendes à verser	—	—	58	—	58
Passifs de gestion du risque					
Courants	1	89	—	—	90
Non courants	1	40	—	—	41
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	—	—	3 267	—	3 267

1) Comprend des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprend la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2017

	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	314	—	314
Liquidités soumises à restrictions	—	—	30	—	30
Créances clients et autres débiteurs	—	—	933	—	933
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	215	—	215
Actifs de gestion du risque					
Courants	82	137	—	—	219
Non courants	638	46	—	—	684
Autres actifs	—	—	33	—	33
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	—	595	595
Dividendes à verser	—	—	—	34	34
Passifs de gestion du risque					
Courants	8	93	—	—	101
Non courants	2	38	—	—	40
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location financement ²	—	—	—	3 707	3 707

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 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 de la juste valeur utilisée par la Société sont définis ci-dessous. 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 de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

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 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 le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques («bootstrap»), à l'aide de données d'entrée reposant 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 les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des 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.

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.

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 sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont 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.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit,

compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux. 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 et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

Aux 31 décembre Description	2018		2017	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	801	+116 -116	853	+130 -130
Ventes d'électricité à long terme – Alberta	4	+1 -1	(1)	+2 -2
Achats d'électricité conditionnels – unités	18	+4 -4	44	+7 -9
Produits structurés – est des États-Unis	6	+5 -5	17	+8 -7
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(39)	+21 -21	–	–
Autres	4	+3 -3	5	+9 -9

i. Vente 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 2020, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs 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 des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). Avant le deuxième trimestre de 2018, la prévision sur les prix de base était établie au moyen de prévisions indépendantes supplémentaires du secteur. La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 se situe entre 20 \$ US et 35 \$ US (25 \$ US et 34 \$ US au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 6 \$ US (6 \$ US au 31 décembre 2017) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est raffermi par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont augmenté respectivement d'environ 62 millions de dollars et 9 millions de dollars.

ii. Vente d'électricité à long terme – Alberta

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à prix fixe à long terme de 12,5 MW (sur une base mensuelle) dans le marché de l'Alberta, jusqu'en décembre 2024. Le contrat est comptabilisé comme étant détenu à la juste valeur par le biais du résultat net.

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 fondamentales et des indications du marché ont été utilisées afin d'établir les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. L'hypothèse sur les prix de base repose sur la plus récente prévision de prix obtenue d'un service de prévisions externe indépendant, qui est reconnu dans le secteur comme étant un expert du marché de l'Alberta. Les prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont de 40 \$ (entre 63 \$ et 67 \$ au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 20 % est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

iii. Achats d'électricité conditionnels – unités

En vertu de CAÉ conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu par MWh produit multiplié par la quote-part de la production réelle de l'unité si celle-ci est en service (aucun montant n'est payé s'il y a une interruption de service). Les contrats sont comptabilisés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés prévus et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter un escompte ou une prime par rapport au prix moyen de l'électricité établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2017) et de 2,2 % à 16,9 % (2,2 % à 2,8 % au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 1,1 % à 1,9 % (1,1 % à 1,9 % au 31 décembre 2017) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,6 % à 27,3 % (7,8 % à 10,5 % au 31 décembre 2017), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iv. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe et des contrats sur consommation spécifique de chaleur dans l'est des États-Unis. Aux termes des contrats d'électricité à prix fixe, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. La Société a également acheté et vendu des contrats sur la consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur la consommation spécifique de chaleur, l'acheteur a le droit d'acheter de l'électricité au moment où la consommation spécifique de chaleur sur le marché est plus élevée que celle visée par contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de 75 % à 109 % et 63 % à 104 % (respectivement 75 % à 159 % et 71 % à 88 % au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 4 % à 7 % (7 % au 31 décembre 2017) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 4 % à 9 % (6 % au 31 décembre 2017), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de 25 % à 84 % et 70 % (respectivement 18 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2017). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible de la fourchette des volatilités implicites et des corrélations d'environ respectivement 37 % à 49 % et 30 % (respectivement 27 % à 32 % et 10 % en 2017).

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

En ce qui a trait à l'acquisition de Big Level (se reporter à la note 4 C)), la Société a conclu 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. Le début des activités commerciales de la centrale devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2019, le contrat se prolongeant durant 15 ans après la 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 de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable après 2023 et 2022, respectivement. Le prix à terme de l'électricité et les crédits d'énergie renouvelable par MWh utilisés pour déterminer la juste valeur de base du niveau III au 31 décembre 2018 sont respectivement de 42 \$ US à 68 \$ US et 7 \$ US à 8 \$ US. L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une variation des volumes de production approximative prévus de 10 %, une variation des prix de l'énergie de 6 \$ US et une variation des prix de crédits d'énergie renouvelable de 1 \$ US constituent des variations raisonnablement possibles.

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 2018 : niveau I – actif net de 3 millions de dollars (passif net de 1 million de dollars au 31 décembre 2017), niveau II – passif net de 19 millions de dollars (passif net de 42 millions de dollars au 31 décembre 2017), et niveau III – actif net de 695 millions de dollars (actif net de 771 millions de dollars au 31 décembre 2017).

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 2018 découlent essentiellement du règlement de contrats, en partie contrebalancé par des taux de change favorables.

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 2018 et 2017 :

	Exercice clos le 31 déc. 2018			Exercice clos le 31 déc. 2017		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	719	52	771	726	32	758
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(7)	(9)	(16)	100	(2)	98
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	4	4	–	33	33
Contrats réglés	(90)	(42)	(132)	(57)	(10)	(67)
Variation des taux de change	67	5	72	(50)	(2)	(52)
Transferts vers le (hors du) niveau III	–	(4)	(4)	–	1	1
Actifs nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	689	6	695	719	52	771
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	60	–	60	50	–	50
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat	90	–	90	57	29	86
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	(42)	(42)	–	19	19

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 une juste valeur de passif net de 2 millions de dollars au 31 décembre 2018 (actif net de 34 millions de dollars au 31 décembre 2017), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont principalement attribuables au règlement de contrats.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 31 déc. 2018	–	3 181	–	3 181	3 204
Dette à long terme au 31 déc. 2017	–	3 708	–	3 708	3 638

1) Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débiteures et des billets de premier rang 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, 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 20) 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 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	2018	2017	2016
Profit net non amorti au début de l'exercice	105	148	202
Nouveaux profits (pertes) initiaux	(14)	12	10
Variation des taux de change	5	(7)	(4)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(47)	(48)	(60)
Profit net non amorti à la fin de l'exercice	49	105	148

15. 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 et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil d'administration, 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 et passifs nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 31 décembre 2018			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	59	–	59
Non courants	628	(8)	620
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	687	(8)	679
Divers			
Courants	–	(3)	(3)
Non courants	–	1	1
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	(2)	(2)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	687	(10)	677

Au 31 décembre 2017			
	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	74	7	81
Non courants	636	11	647
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	710	18	728
Divers			
Courants	–	37	37
Non courants	–	(3)	(3)
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	34	34
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	710	52	762

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	2018				2017			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Actifs financiers	Actifs financiers non courants	Passifs financiers	Passifs financiers non courants	Actifs financiers	Actifs financiers non courants	Passifs financiers	Passifs financiers non courants
	courants	courants	courants	courants	courants	courants	courants	courants
Montants bruts comptabilisés	210	666	(121)	(50)	281	637	(159)	(38)
Montants bruts compensés	—	—	—	—	(43)	—	43	—
Montants nets comme présentés dans les états de la situation financière consolidés	210	666	(121)	(50)	238	637	(116)	(38)

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 alimentée au charbon 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 d'administration 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 2018 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2017 et 2 millions de dollars en 2016).

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.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont différées jusqu'au règlement au moyen du cumul des autres éléments du résultat global, moment auquel le profit net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert influe sur le résultat net.

Au 31 décembre 2018, 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 18 millions de dollars (16 millions de dollars en 2017 et 19 millions de dollars en 2016). 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 2018, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 13 millions de dollars (5 millions de dollars en 2017 et 7 millions de dollars en 2016).

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	2018		2017	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	2 128	—	1 997	44

En 2018, des profits latents avant impôts de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017 et 0 million de dollars en 2016) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés être inefficaces à des fins comptables ont été repris du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés 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	2018		2017	
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Type (en milliers)				
Électricité (MWh)	58 885	37 023	14 688	7 348
Gaz naturel (GJ)	80 413	110 488	74 195	103 805
Transport (MWh)	29	11 163	1	3 455
Émissions (tonnes)	3 134	2 948	516	717

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 peuvent fluctuer 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 et les paiements de capacité tirés de CAÉ dans le secteur du charbon en Alberta. 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 14 % de la dette de la Société au 31 décembre 2018 (6 % en 2017).

Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés. Aucun instrument dérivé lié au risque de taux d'intérêt n'était en cours aux 31 décembre 2018, 2017 et 2016.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain, le yen japonais 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.

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 400 millions de dollars américains (480 millions de dollars américains en 2017). En 2016, la Société a annulé la désignation des contrats de change à terme à titre de couverture de

l'investissement net. Les pertes latentes cumulées sur ces contrats sont différées dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à la cession des activités à l'étranger connexes.

ii. Couvertures de flux de trésorerie

La Société n'avait pas de couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères importantes en cours aux 31 décembre 2018 et 2017.

iii. Éléments autres que de couverture

Dans le cadre de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables, la Société a accepté d'atténuer pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars américains et en dollars australiens des flux de trésorerie tirés des actifs australiens par rapport au dollar canadien jusqu'au 30 juin 2020. L'incidence financière des ententes est éliminée à la consolidation.

Afin d'atténuer une partie du risque qui est imputable aux participations ne donnant pas le contrôle, la Société a conclu des contrats de change avec des tiers jusqu'à concurrence du pourcentage revenant aux participations ne donnant pas le contrôle des flux de trésorerie prévus sur cinq ans jusqu'au 30 juin 2020. La comptabilité de couverture n'a pas été appliquée à ces contrats de change. Au début de 2017, la Société a modifié ses stratégies de couverture relatives aux flux de trésorerie liés à ses activités à l'étranger. Ces contrats de change ont été intégrés à la stratégie modifiée de la Société, au lieu de faire partie d'un programme de couverture distinct.

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	2018			2017		
	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>						
218 \$ AU	205 \$ CA	(5)	2019-2022	157 \$ CA	(9)	2018-2021
164 \$ US	214 \$ CA	(7)	2019-2022	104 \$ CA	11	2018-2021
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>						
124 \$ CA	100 \$ US	10	2022	230 \$ US	(4)	2018
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaies étrangères</i>						
–	–	–		270 \$ US	35	2018

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur une dette de 690 millions de dollars américains. Les variations des actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées sont reflétées dans le résultat net de façon prospective.

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 0,04 \$ (0,04 \$ en 2017 et en 2016) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation possiblement raisonnable au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2018		2017		2016	
	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Monnaie étrangère						
Dollar américain	(13)	—	(5)	—	(5)	—
Dollar australien	(7)	—	(7)	—	(7)	—
Total	(20)	—	(12)	—	(12)	—

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 2018 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	86	14	100	731
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	191
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	808
Prêts et effets à recevoir ²	—	100	100	77
Total				1 807

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

2) Comprennent le billet à ordre à recevoir de 25 millions de dollars (voir la note 13), le prêt à recevoir de 37 millions de dollars et le billet à recevoir de 15 millions de dollars (voir la note 20). Les contreparties n'ont aucune cote de solvabilité externe.

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 par segment de créances clients 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 2018, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2018, 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 13 millions de dollars au 31 décembre 2018 (40 millions de dollars en 2017).

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. En décembre 2015, Moody's a révisé à la baisse la note des obligations de premier rang non garanties de TransAlta aux États-Unis, la faisant passer de Baa3 à Ba1. Au 31 décembre 2018, trois agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta. TransAlta tient à renforcer sa situation financière et à maintenir des notes de crédit de première qualité auprès de ces agences de notation d'envergure.

Des contreparties concluent certains contrats liés aux produits de base, notamment des contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités et conditions de ces contrats peuvent prévoir des clauses conditionnelles liées au crédit (p. ex., une révision à la baisse de la note). Si pareille révision survenait, la Société devrait fournir une garantie additionnelle à ses contreparties.

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 d'administration, en maintenant des notes de crédit de première qualité 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 :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	497	—	—	—	—	—	497
Dette à long terme ¹	130	486	91	947	141	1 439	3 234
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	58	89	137	125	113	157	679
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(3)	(3)	(3)	7	—	—	(2)
Obligations au titre des contrats de location-financement	18	16	9	5	5	10	63
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	161	152	129	123	84	694	1 343
Dividendes à verser	58	—	—	—	—	—	58
Total	919	740	363	1 207	343	2 300	5 872

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

2) Non comptabilisé 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					2024 et par la suite
	2019	2020	2021	2022	2023	
Couvertures de flux de trésorerie						
<i>Instruments de couverture au titre des produits de base</i>						
<i>Électricité</i>						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 950	3 465	3 424	3 329	3 329	5 966
Prix moyen (\$ par MWh)	66,86	70,75	74,16	76,81	78,74	81,59

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 2018

	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	23 MMWh	687	Actifs de gestion du risque	60
Risque de change				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Dettes libellées en monnaies étrangères	400 \$ US	546 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	41

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

Au 31 décembre 2018

	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie
Risque lié au prix des produits de base		
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>		
Ventes d'énergie prévues – Centralia	60	508

	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>		
Investissements nets dans des filiales à l'étranger	41	84

Le profit de couverture, avant impôts, comptabilisé dans les autres éléments du résultat global correspond à la variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'efficacité. 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 2018

	Partie efficace		Partie inefficace		(Profit) perte avant impôts comptabilisé dans les éléments du résultat global
	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	
Contrats sur les produits de base	(9)	Produits des activités ordinaires	(67)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	—	Combustible et achats d'électricité	—
Contrats de change à terme sur les produits de base	—	Produits des activités ordinaires	—	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	—	Immobilisations corporelles	—	Perte (profit) de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	—	Perte (profit) de change	3	Perte (profit) de change	—
Swaps de devises	—	Perte (profit) de change	—	Perte (profit) de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(9)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(57)	Incidence sur le résultat net	—

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des profits après impôts d'environ 68 millions de dollars seront reclassés 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 2017 (comme présenté selon l'IAS 39)

	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	163	Produits des activités ordinaires	(172)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	—	Combustible et achats d'électricité	—
Contrats de change à terme sur les produits de base	—	Produits des activités ordinaires	—	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	—	Perte (profit) de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	—	Perte (profit) de change	3	Perte (profit) de change	—
Swaps de devises	(26)	Perte (profit) de change	24	Perte (profit) de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	136	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(138)	Incidence sur le résultat net	—

En décembre 2016, la Société a conclu un nouveau contrat avec la SIERE de l'Ontario visant sa centrale de cogénération de Mississauga qui a pour effet principalement de mettre fin à la production à compter du 1^{er} janvier 2017. En conséquence, en 2017, la Société a reclassé des pertes latentes avant impôts sur des contrats sur les produits de base utilisés comme couvertures de flux de trésorerie de 31 millions de dollars et des profits sur les contrats de change utilisés comme couvertures de flux de trésorerie de 15 millions de dollars du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net en raison de l'annulation de la désignation à titre de couverture à des fins comptables. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur l'achat futur de gaz prévu entre les exercices 2017 et 2018. Se reporter à la note 9 C) pour plus de renseignements.

Exercice clos le 31 décembre 2016 (comme présenté selon l'IAS 39)

	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Partie efficace		Partie inefficace	
		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	304	Produits des activités ordinaires	(169)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	44	Combustible et achats d'électricité	31
Contrats de change à terme sur les produits de base	(5)	Produits des activités ordinaires	(16)	Produits des activités ordinaires	(15)
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	—	Perte (profit) de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	(2)	Perte (profit) de change	53	Perte (profit) de change	—
Swaps de devises	(25)	Perte (profit) de change	(23)	Perte (profit) de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	6	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	271	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(105)	Incidence sur le résultat net	16

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a comptabilisé une perte latente nette de 29 millions de dollars (profit de 45 millions de dollars en 2017 et perte de 63 millions de dollars en 2016) liée aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, un profit de 3 millions de dollars (profit de 28 millions de dollars en 2017 et profit de 9 millions de dollars en 2016) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend des profits latents nets de 4 millions de dollars (perte de 2 millions de dollars en 2017 et profit de 4 millions de dollars en 2016) et des pertes réalisées nettes de 1 million de dollars (profit de 30 millions de dollars en 2017 et profit de 5 millions de dollars en 2016).

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

Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni 105 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2017) en trésorerie ou équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de sûreté 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 à l'état de la situation financière.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2018, la Société détenait un montant de 17 millions de dollars (21 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 capital 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 comme l'établissent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. 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. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni une garantie de 120 millions de dollars (131 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 120 millions de dollars à ses contreparties (96 millions de dollars au 31 décembre 2017).

16. Stocks

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission, des pièces et des matériaux, et du gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur nette de réalisation, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins de transaction, qui comprennent le gaz naturel et les crédits et quotas au titre des émissions, sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

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

Aux 31 décembre	2018	2017
Pièces et matériaux	113	118
Charbon	108	58
Frais de découverte différés	7	11
Gaz naturel	4	9
Crédits d'émission achetés	10	23
Total	242	219

La variation des stocks se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2016	213
Achats nets	11
Variation des taux de change	(5)
Solde au 31 décembre 2017	219
Achats nets	20
Variation des taux de change	3
Solde au 31 décembre 2018	242

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

17. Immobilisations corporelles

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

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Coût								
Au 31 décembre 2016	95	5 876	1 525	3 212	1 265	407	393	12 773
Ajouts	–	–	–	–	–	334	4	338
Ajouts – contrats de location-financement	–	–	–	–	14	–	–	14
Cessions	–	–	(16)	(1)	(1)	–	(1)	(19)
Imputation pour dépréciation – unité 1 de la centrale de Sundance (note 4)	–	(20)	–	–	–	–	–	(20)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	–	82	12	15	42	–	–	151
Mise hors service d'actifs	–	(84)	(3)	(4)	(22)	–	(6)	(119)
Variation des taux de change	(1)	(87)	3	(23)	(7)	(2)	(2)	(119)
Transferts ^{2,3}	1	121	461	29	24	(644)	(18)	(26)
Au 31 décembre 2017	95	5 888	1 982	3 228	1 315	95	370	12 973
Ajouts ⁴	–	–	–	1	–	275	8	284
Ajouts – contrats de location-financement	–	–	–	–	10	–	–	10
Cessions	(3)	–	–	–	(1)	–	(3)	(7)
Imputations pour dépréciation (note 7)	–	(38)	–	(11)	–	–	–	(49)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	–	(12)	(1)	(3)	(16)	–	–	(32)
Mise hors service d'actifs	–	(47)	(17)	(6)	(16)	–	(4)	(90)
Variation des taux de change	2	105	(13)	26	7	4	–	131
Transferts	–	41	13	51	39	(174)	12	(18)
Au 31 décembre 2018	94	5 937	1 964	3 286	1 338	200	383	13 202
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2016	–	3 212	1 027	922	659	–	129	5 949
Amortissement	–	351	67	123	76	–	18	635
Mise hors service d'actifs	–	(62)	(2)	(3)	(18)	–	(5)	(90)
Cessions	–	–	(11)	(1)	–	–	–	(12)
Variation des taux de change	–	(67)	(1)	(4)	(4)	–	–	(76)
Transferts ²	–	(3)	(8)	–	–	–	–	(11)
Au 31 décembre 2017	–	3 431	1 072	1 037	713	–	142	6 395
Amortissement	–	306	79	123	125	–	16	649
Mise hors service d'actifs	–	(56)	(13)	(2)	(12)	–	–	(83)
Cessions	–	–	–	–	(1)	–	(4)	(5)
Variation des taux de change	–	84	(3)	6	5	–	–	92
Transferts	–	–	(7)	(3)	–	–	–	(10)
Au 31 décembre 2018	–	3 765	1 128	1 161	830	–	154	7 038
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2016	95	2 664	498	2 290	606	407	264	6 824
Au 31 décembre 2017	95	2 457	910	2 191	602	95	228	6 578
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés, et le gazoduc en Australie.

2) En 2017, transferts nets de 14 millions de dollars relatifs au transfert de matériel de gaz dans les créances au titre des contrats de location-financement.

3) Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a reclassé environ 13 millions de dollars de pièces de rechange et d'autres actifs dans les stocks.

4) Comprennent un montant de 7 millions de dollars lié à l'acquisition de Big Level.

La Société a incorporé des intérêts de 2 millions de dollars dans le coût des immobilisations corporelles en 2018 (9 millions de dollars en 2017) à un taux moyen pondéré de 4,454 % (5,87 % en 2017). Les ajouts aux contrats de location-financement en 2018 et 2017 visent du matériel minier à la mine de Highvale. Au 31 décembre 2018, la valeur comptable du total des actifs au titre des contrats de location-financement s'établissait à 65 millions de dollars (65 millions de dollars en 2017).

18. 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	2018	2017
Hydroélectricité	259	259
Énergie éolienne et énergie solaire	175	174
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	464	463

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2018, 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 selon les prévisions à long terme de la Société pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie de la juste valeur. En 2018, la Société s'est fondée sur la valeur recouvrable établie en 2016 à l'égard des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie pour réaliser le test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2018. 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 portent sur la production d'électricité et les prix de vente. 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 2018 variaient entre 6 \$ et 179 \$ par MWh au cours de la période de prévision (22 \$ à 218 \$ par MWh en 2017). En 2018, des taux d'actualisation variant de 5,3 % à 6,2 % (de 5,5 % à 6,0 % en 2017) ont été utilisés aux fins du calcul de la dépréciation du goodwill. Aucun changement raisonnablement possible des hypothèses ne donnerait lieu à une dépréciation du goodwill.

19. Immobilisations incorporelles

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

	Droits relatifs aux mines de charbon	Logiciels et autres	Contrats de vente d'électricité	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Total
Coût					
Au 31 déc. 2016	178	268	223	24	693
Ajouts	—	31	—	20	51
Variation des taux de change	—	(3)	—	—	(3)
Transferts	—	18	—	(15)	3
Au 31 déc. 2017	178	314	223	29	744
Ajouts¹	—	—	—	53	53
Mises hors service et cessions²	—	(2)	—	—	(2)
Variation des taux de change	—	3	—	—	3
Transferts	7	24	14	(36)	9
Au 31 déc. 2018	185	339	237	46	807
Amortissement cumulé					
Au 31 déc. 2016	115	163	60	—	338
Amortissement	8	24	9	—	41
Variation des taux de change	—	1	—	—	1
Transferts	2	—	(2)	—	—
Au 31 déc. 2017	125	188	67	—	380
Amortissement	9	32	9	—	50
Mises hors service et cessions	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	—	2	—	—	2
Transferts	(17)	—	20	—	3
Au 31 déc. 2018	117	221	96	—	434
Valeur comptable					
Au 31 déc. 2016	63	105	163	24	355
Au 31 déc. 2017	53	126	156	29	364
Au 31 déc. 2018	68	118	141	46	373

1) Comprennent un montant de 33 millions de dollars lié à l'acquisition de Big Level.

2) Comprennent une imputation pour dépréciation de 1 million de dollars liée à Kent Breeze. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

20. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 déc.	2018	2017
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	72	75
Frais de permis différés	11	13
Frais de mise en valeur de projets	47	53
Frais de service différés	12	15
Charges payées d'avance et autres actifs à long terme	53	44
Prêt à recevoir	37	33
Dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills	2	4
Total des autres actifs	234	237

Les coûts de transport et de distribution d'électricité 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 permis différés se rapportent essentiellement aux permis visant la location de terrains sur lesquels certains actifs de production sont situés, lesquels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des actifs de production auxquels les permis ont trait.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent surtout les frais du projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance de la Société en Alberta et les coûts liés au projet du gazoduc Pioneer (se reporter à la note 4 A)). En décembre 2015, la Société a racheté la participation de 50 % de son partenaire dans TAMA Power, entité contrôlée conjointement responsable de la mise en valeur du projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance, pour une contrepartie de 10 millions de dollars payables sur quatre ans et une option pour son partenaire de réintégrer les projets de mise en valeur de TAMA Power au coût cumulé au cours de cette période. Certains projets ont été radiés en 2018 puisque ceux-ci ne sont plus réalisés (se reporter à la note 7 B)).

Les frais de service différés correspondent aux paiements contractuels de TransAlta pour les projets en immobilisations partagés devant être mis en œuvre aux sites de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de l'unité 3 de la centrale de Keephills. Ces coûts sont amortis sur la durée de vie de ces projets.

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le «projet de loi TransAlta Energy») analysé à la note 33.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 37 millions de dollars (38 millions de dollars en 2017) 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 capital et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance le 2 octobre 2022. La partie courante de néant (5 millions de dollars en 2017) est incluse dans les créances clients, et la partie non courante de 37 millions de dollars (33 millions de dollars en 2017) est incluse dans les autres actifs.

Le dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills représente la quote-part revenant à TransAlta d'un dépôt exigé par la province. Le montant intégral du dépôt devrait être remboursé au cours des quatre prochaines années jusqu'en 2021, à condition que certains critères de rendement soient respectés.

21. 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	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2016	293	50	343
Passifs contractés	3	19	22
Passifs réglés	(19)	(31)	(50)
Passifs cédés ¹	(8)	—	(8)
Désactualisation	23	—	23
Révisions des flux de trésorerie estimés ²	41	1	42
Révisions des taux d'actualisation ²	110	—	110
Reprises	—	(4)	(4)
Variation des taux de change	(6)	(2)	(8)
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470
Passifs contractés	5	17	22
Passifs réglés	(31)	(10)	(41)
Désactualisation	24	—	24
Acquisition de passifs (Big Level)	—	8	8
Révisions des flux de trésorerie estimés	2	3	5
Révisions des taux d'actualisation	(37)	—	(37)
Reprises	—	(5)	(5)
Variation des taux de change	7	3	10
Solde au 31 décembre 2018	407	49	456

1) Concernent la cession de la centrale de Solomon et la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills.

2) En 2017, conformément à l'entente sur l'élimination du charbon (voir la note 4 O)), les taux d'actualisation utilisés pour la provision pour frais de démantèlement des activités minières et de centrales alimentées au charbon au Canada sont passés à des taux allant de 5 à 15 ans. L'utilisation de taux d'actualisation moins élevés et à plus court terme a entraîné l'augmentation des passifs correspondants. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 1,60 à 2,10 %. En outre, le montant et le calendrier des décaissements pour certaines centrales et activités minières du secteur Charbon au Canada ont aussi été revus, ce qui a donné lieu à une augmentation des passifs correspondants.

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470
Partie courante	40	27	67
Partie non courante	397	6	403
Solde au 31 décembre 2018	407	49	456
Partie courante	35	35	70
Partie non courante	372	14	386

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 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2019 et 2073. La grande partie des coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni un cautionnement de 139 millions de dollars américains (139 millions de dollars américains en 2017) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2018, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 122 millions de dollars (120 millions de dollars en 2017) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de l'Alberta. Certaines des installations adjacentes à des activités minières n'ont comptabilisé aucune obligation liée au démantèlement du fait que les obligations associées à ces installations ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

B. Autres provisions

Les autres provisions comprennent un montant lié à la tranche des engagements à prix fixe de la Société en vertu de plusieurs contrats de transport garantis de gaz naturel se rapportant à du transport qui ne devrait pas avoir lieu et à des locaux loués inoccupés. Par conséquent, les coûts inévitables pour satisfaire à ces obligations sont supérieurs aux avantages économiques attendus des contrats. Les contrats prennent fin en 2023.

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.

22. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2018			2017		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	339	339	3,8 %	27	27	2,8 %
Débitures	647	651	5,8 %	1 046	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ³	943	955	5,4 %	1 499	1 510	6,0 %
Dette sans recours ⁴	1 236	1 250	4,4 %	1 022	1 032	4,3 %
Divers ⁵	39	39	9,2 %	44	44	9,2 %
	3 204	3 234		3 638	3 664	
Obligations au titre des contrats de location-financement	63			69		
	3 267			3 707		
Moins : tranche courante de la dette à long terme	(130)			(729)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(18)			(18)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(148)			(747)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	3 119			2 960		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital 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 0,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2018 (1,2 milliard de dollars américains au 31 décembre 2017).

4) Inclut 1 million de dollars américains au 31 décembre 2018 (27 millions de dollars américains au 31 décembre 2017).

5) Inclut 21 millions de dollars américains au 31 décembre 2018 (24 millions de dollars américains au 31 décembre 2017) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les facilités de crédit comprennent la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1,25 milliard de dollars de la Société, qui vient à échéance en 2022, la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 500 millions de dollars de TransAlta Renewables, qui vient à échéance en 2022, et trois facilités de crédit bilatérales de la Société totalisant 240 millions de dollars qui viennent à échéance en 2020. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,75 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017) constituent la principale source de liquidités à court terme après les flux de trésorerie provenant des activités de la Société. 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 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.

Au cours de l'exercice 2018, la facilité consentie de 200 millions de dollars américains de la Société a été annulée et la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de la Société a été augmentée de 250 millions de dollars.

En 2017 :

- TransAlta Renewables a conclu une entente de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie totalisant 500 millions de dollars. L'entente est pleinement consentie pour quatre ans. 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 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 facilité est assujettie à diverses clauses restrictives et restrictions courantes qui visent à maintenir l'accès aux engagements de financement. Parallèlement à l'entente de crédit, la facilité de crédit de 350 millions de dollars consentie par TransAlta a été annulée.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2017), y compris la facilité de crédit de TransAlta Renewables de 0,5 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2017). Au total, un montant de 0,9 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2017) n'a pas été prélevé. Au 31 décembre 2018, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (627 millions de dollars au 31 décembre 2017) et était constitué d'emprunts réels de 339 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2017) et de lettres de crédit de 720 millions de dollars (677 millions de dollars au 31 décembre 2017). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 89 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie et de 35 millions de dollars (27 millions de dollars en capital) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la section E ci-après).

Les débetures portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 5,0 % à 7,3 % et viennent à échéance de 2020 à 2030.

Le 2 août 2018, la Société a racheté par anticipation la totalité de ses débetures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en capital de 400 millions de dollars. Le prix de rachat des billets totalisait environ 425 millions de dollars, y compris une prime de rachat anticipé de 19 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 6 millions de dollars à la date de rachat.

Les billets de premier rang portent intérêt à des taux allant de 4,5 % à 6,5 % et viennent à échéance de 2022 à 2040.

Au cours de l'exercice 2018, la Société a procédé au rachat anticipé de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018. Le rachat était couvert par des contrats de change à terme et des swaps de devises. Le prix de rachat des billets était d'environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), y compris une prime de rachat anticipé de 5 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 14 millions de dollars à la date de rachat.

Au cours de l'exercice de 2017, le billet de premier rang à 1,90 % de 400 millions de dollars américains de la Société est arrivé à échéance et a été remboursé au moyen des liquidités existantes. Le remboursement était couvert par un swap de devises. L'obligation avait une valeur à l'échéance de 434 millions de dollars.

Un montant de 400 millions de dollars américains (480 millions de dollars américains en 2017) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger américains.

La dette sans recours est composée d'obligations et de débetures qui viennent à échéance de 2023 à 2033 et portent intérêt à des taux allant de 2,95 % à 6,26 %.

Au cours de l'exercice 2018, la Société :

- a remboursé la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée à ses projets Mass Solar;
- a monétisé l'entente sur l'élimination du charbon et a conclu un placement d'obligations de 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP, par voie de placement privé. Les obligations amortissables sans recours portent intérêt à partir de leur date d'émission à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance, le 5 août 2030.

En 2017, TransAlta Renewables a réalisé un placement d'obligations sans recours de 260 millions de dollars, par voie de placement privé. Parallèlement, le 12 octobre 2017, la Société a racheté par anticipation des débetures sans recours de CHD pour une valeur nominale de 191 millions de dollars. Le prix de rachat était de 201 millions de dollars, y compris une prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 4 millions de dollars.

Le poste Divers est constitué d'une obligation liée à un emprunt commercial non garantie qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023. Cet emprunt exige des paiements annuels de capital et d'intérêts, et le financement donnant droit à des avantages fiscaux pris en charge dans le cadre de l'acquisition du parc éolien Lakeswind.

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 2018, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston et de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de KHWLP et d'OCP d'une valeur comptable de 1 235 millions de dollars (1 022 millions de dollars au 31 décembre 2017) sont assujetties à des conditions financières et aux clauses restrictives habituelles 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. 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 2019. Au 31 décembre 2018, un montant de 33 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2017) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. La Société a choisi d'utiliser les lettres de crédit au 31 décembre 2018.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 766 millions de dollars (848 millions de dollars au 31 décembre 2017) 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 certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 1 021 millions de dollars au 31 décembre 2018 (1 107 millions de dollars au 31 décembre 2017). Au 31 décembre 2018, une obligation sans recours d'environ 127 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2017) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les nouvelles obligations de TransAlta OCP d'une valeur comptable de 342 millions de dollars 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 capital

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Remboursements de capital ¹	130	486	91	947	141	1 439	3 234

1) Exclut l'incidence des instruments dérivés.

E. Liquidités soumises à restrictions

La Société détient un montant de 31 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2017) de liquidités soumises à restrictions liées au financement du projet du parc éolien de Kent Hills détenu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction si certaines modalités sont respectées, lesquelles devraient être finalisées au premier trimestre de 2019.

La Société détient également une tranche de 35 millions de dollars (néant au 31 décembre 2017) 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 2019.

F. Obligations au titre des contrats de location-financement

Les montants à payer pour les actifs miniers et d'autres contrats de location-financement se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	21	20	20	20
De deux à cinq ans inclusivement	39	35	43	38
Plus de cinq ans	10	8	15	11
	70	63	78	69
Déduire : coût financier	7	—	9	—
Total des obligations au titre des contrats de location-financement	63	63	69	69

Compris dans les états de la situation financière consolidés :

Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	18	18
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	45	51
	63	69

G. 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 sa facilité de lettre de crédit non consentie 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 100 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 2018 totalisaient 720 millions de

dollars (677 millions de dollars en 2017) et aucun montant (néant en 2017) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

23. 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	2018	2017
Obligations au titre des prestations définies (note 28)	227	235
Primes à long terme (note 27)	9	16
Divers	51	46
Total¹	287	297

1) Les produits différés de 2017 de 62 millions de dollars ont été reclassés dans l'état de la situation financière au poste Passifs sur contrats, tel qu'il est exigé par l'IFRS 15. Se reporter aux notes 3 A) et 5 B) pour plus de renseignements.

24. 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	2018		2017	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	287,9	3 094	287,9	3 095
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(3,3)	(35)	—	—
	284,6	3 059	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	—	—	—	(1)
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	284,6	3 059	287,9	3 094

B. 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 les résultats non distribués.

Le tableau suivant présente l'incidence du rachat et de l'annulation des actions ordinaires par la Société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

Total des actions rachetées ¹	3 264 500
Prix de rachat moyen par action	7,02 \$
Coût total	23
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	35
Augmentation des résultats non distribués	12

1) Comprend 204 000 actions qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison des écarts temporaires entre la date de la transaction et la date de règlement.

C. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été révisé depuis pour s'assurer qu'il était conforme aux pratiques actuelles. Comme prescrit, le régime de droits des actionnaires doit être soumis tous les trois ans à l'approbation des actionnaires de la Société, et a été approuvé la dernière fois le 22 avril 2016. Le principal objectif du régime de droits des actionnaires est d'accorder suffisamment de temps au conseil d'administration pour étudier et élaborer des solutions permettant d'optimiser la valeur pour les actionnaires dans l'éventualité d'une offre publique

d'achat visant la Société, et de permettre à chaque actionnaire de participer en toute équité à une telle offre. Lorsqu'un actionnaire acheteur acquiert 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, autrement que dans le cadre d'une offre permise ou d'une offre concurrente comme définie dans le régime de droits des actionnaires ou lorsque l'offre est présentée à tous les actionnaires au moyen d'une note d'information, les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf l'actionnaire acheteur. Chaque droit autorise l'actionnaire autre que l'actionnaire acheteur à acquérir des actions ordinaires supplémentaires évaluées à 200 \$ contre une somme de 100 \$.

D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(248)	(190)	117
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (<i>en millions</i>)	287	288	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,86)	(0,66)	0,41

E. Dividendes

Le 10 octobre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2019.

Le 14 décembre 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2019.

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

25. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

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

Aux 31 décembre	2018		2017	
	Nombre d'actions (<i>en millions</i>)	Montant	Nombre d'actions (<i>en millions</i>)	Montant
Série A	10,2	248	10,2	248
Série B	1,8	45	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 rajusté et à dividende cumulatif de série E

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), 133 969 actions de série E ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017. Ainsi, les actions de série E donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement, sera de 5,194 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,544 % établi le 31 août 2017, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

II. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 juin 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), 827 628 actions de série C ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017. Ainsi, les actions de série C donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série C pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement, sera de 4,027 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,927 % établi le 31 mai 2017, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

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

Le 17 mars 2016, la Société a annoncé que 1 824 620 des 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B»), compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A et 1,8 million d'actions de série B émises et en circulation au 31 décembre 2018.

Les actions de série A donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon un taux de dividende fixe annuel de 2,709 %.

Les actions de série B donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux variable cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon le taux des bons du Trésor à 90 jours majoré de 2,03 %.

IV. 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 d'administration. 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 révision 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 d'administration, 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 de taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2018 sont les suivantes :

Série	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$)	Prochaine date de conversion	Écart de taux selon le point repère (en %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,67725	31 mars 2021	2,03	B
B	Taux variable	0,93575	31 mars 2021	2,03	A
C	Taux fixe	1,00675	30 juin 2022	3,10	D
D	Taux variable	—	—	3,10	C
E	Taux fixe	1,29850	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,32500	30 sept. 2019	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument les dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2018, 2017 et 2016 :

Série	Total des dividendes déclarés (\$)		
	2018	2017	2016
A	9	5	10
B	1	1	1
C	14	9	16
E	15	8	14
G	11	7	11
Total pour l'exercice	50	30	52

26. Cumul des autres éléments du résultat global

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

	2018	2017
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(26)	(1)
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ¹	84	(89)
Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ²	(41)	64
Solde aux 31 décembre	17	(26)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	562	456
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ³	(54)	106
Solde aux 31 décembre	508	562
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(44)	(38)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ⁴	15	(6)
Solde aux 31 décembre	(29)	(44)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(3)	(18)
Changement de propriété de TransAlta Renewables	4	4
Juste valeur intersociétés par le biais des autres éléments du résultat global	(16)	11
Solde aux 31 décembre	(15)	(3)
Cumul des autres éléments du résultat global	481	489

1) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (11 millions de dollars en 2017).

2) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (4 millions de dollars en 2017).

3) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (108 millions de dollars en 2017).

4) Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (4 millions de dollars en 2017).

27. 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'acquièrent 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 y rattachés après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et 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. Le comité des ressources humaines du conseil d'administration a le pouvoir discrétionnaire de déterminer si les paiements seront faits au moyen de l'achat d'actions sur le marché libre ou au comptant. La charge liée à ce régime est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits, et un montant à payer correspondant est comptabilisé dans les passifs. Le passif est évalué chaque date de clôture au moyen du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la Bourse de Toronto.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2018 s'est élevée à 8 millions de dollars (15 millions de dollars en 2017 et 17 millions de dollars en 2016), 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 d'administration 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 qu'une fois 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 néant en 2018 (1 million de dollars en 2017 et 3 millions de dollars en 2016).

C. Régimes d'options sur actions

La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 13 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la Bourse de Toronto 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 février 2018, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,45 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. En mars 2017, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,25 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. En février 2016, la Société a attribué aux membres de la haute direction 1,1 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 5,93 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2018 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (environ 1 million de dollars en 2017, moins de 1 million de dollars en 2016).

Le total des options en cours et des options pouvant être exercées en vertu de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2018 est présenté dans le tableau qui suit :

Fourchette des prix d'exercice (\$ 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 – 8,00	2,3	5	6,71
22,00 – 30,00 ¹	0,5	1,1	23,69
5,00 – 30,00	2,8	4,3	9,66

1) Options pouvant être exercées actuellement.

D. Régime d'actionnariat des employés

Aux termes du régime d'actionnariat des employés, la Société a offert aux employés sous l'échelon de dirigeant des prêts sans intérêt (jusqu'à concurrence de 30 % du salaire de base), remboursables sur une période de trois ans par prélèvements sur le salaire. Les dirigeants n'étaient pas admissibles à ce régime en vertu de la loi Sarbanes-Oxley. Un agent a acheté, au nom des employés, des actions ordinaires sur le marché libre à un prix égal au cours des actions à la date d'achat. La vente de ces actions par les employés a été traitée de la même façon. Au 31 décembre 2018, le montant à recevoir des employés en vertu de ce régime était de néant (moins de 1 million de dollars en 2017).

Le 14 janvier 2016, la Société a suspendu son régime d'actionnariat des employés.

28. 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 des régimes 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 2018. 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 2016. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies est le 31 décembre 2018.

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 2018, la Société a émis une lettre de crédit de 80 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 2016 et au 1^{er} janvier 2018. La date d'évaluation pour calculer l'obligation au titre des deux régimes a été le 31 décembre 2018.

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 d'autres avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2018	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	2	1	12
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	18	3	1	22
Intérêts sur les actifs des régimes	(13)	—	—	(13)
Charge au titre de la composante à prestations définies	15	5	2	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	10	—	—	10
Charge nette	25	5	2	32

Exercice clos le 31 déc. 2017	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	20	3	1	24
Intérêts sur les actifs des régimes	(15)	—	—	(15)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	5	2	21
Charge au titre de la composante à cotisations définies	11	—	—	11
Charge nette	25	5	2	32

Exercice clos le 31 déc. 2016	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	2	11
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	21	3	1	25
Intérêts sur les actifs des régimes	(16)	—	—	(16)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	5	3	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	15	—	—	15
Charge nette	29	5	3	37

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 :

Au 31 déc. 2018	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	368	13	–	381
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(514)	(80)	(25)	(619)
Situation de capitalisation – déficit	(146)	(67)	(25)	(238)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(5)	(5)	(1)	(11)
Autres passifs non courants	(141)	(62)	(24)	(227)
Total des montants comptabilisés	(146)	(67)	(25)	(238)

Au 31 déc. 2017	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	416	12	–	428
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(561)	(87)	(27)	(675)
Situation de capitalisation – déficit	(145)	(75)	(27)	(247)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(4)	(6)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(141)	(69)	(25)	(235)
Total des montants comptabilisés	(145)	(75)	(27)	(247)

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 déc. 2016	423	10	–	433
Intérêts sur les actifs des régimes	15	–	–	15
Rendement net des actifs des régimes	26	–	–	26
Cotisations	6	6	–	12
Prestations versées	(51)	(4)	–	(55)
Frais d'administration	(2)	–	–	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	–	–	(1)
Au 31 déc. 2017	416	12	–	428
Intérêts sur les actifs des régimes	13	–	–	13
Rendement net des actifs des régimes	(25)	–	–	(25)
Cotisations	5	6	1	12
Prestations versées	(42)	(5)	(1)	(48)
Frais d'administration	(1)	–	–	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	2	–	–	2
Au 31 déc. 2018	368	13	–	381

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

Exercice clos le 31 déc. 2018	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	65	—	65
États-Unis	—	26	—	26
International	—	101	—	101
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	48	—	48
AA	—	64	—	64
A	—	39	—	39
BBB	1	21	—	22
Inférieur à BBB	—	3	—	3
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	(2)	14	—	12
Total	(1)	381	1	381
Exercice clos le 31 déc. 2017	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	76	—	76
États-Unis	—	31	—	31
International	—	118	—	118
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	43	—	43
AA	—	71	—	71
A	—	44	—	44
BBB	1	25	—	26
Inférieur à BBB	—	5	—	5
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	14	—	13
Total	—	427	1	428

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2018 ni au 31 décembre 2017. La Société a imputé 0,1 million de dollars aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2018 (0,1 million de dollars en 2017).

E. Obligations au titre des prestations définies

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

	Régimes agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 déc. 2016	554	82	27	663
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Coût financier	20	3	1	24
Prestations versées	(51)	(4)	—	(55)
Profit actuariel découlant des hypothèses démographiques	4	1	—	5
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	26	3	—	29
Profit actuariel (perte actuarielle) découlant des ajustements liés aux résultats passés	3	—	(1)	2
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	—	(1)	(3)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 déc. 2017	561	87	27	675
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	2	1	12
Coût financier	18	3	1	22
Prestations versées	(42)	(5)	(1)	(48)
(Profit actuariel) perte actuarielle découlant des hypothèses financières	(35)	(7)	(2)	(44)
(Profit actuariel) perte actuarielle découlant des ajustements liés aux résultats passés	—	—	(1)	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	3	—	—	3
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 déc. 2018	514	80	25	619

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies au 31 décembre 2018 est de 14 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 2019 s'établissent comme suit :

	Régimes agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	5	4	2	11

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. 2018			Au 31 déc. 2017		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	3,9	3,8	3,9	3,3	3,3	3,4
Taux de croissance de la rémunération	2,5	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{1,3}	—	—	7,1	—	—	7,8
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	3,3	3,3	3,4	3,7	3,6	3,7
Taux de croissance de la rémunération	2,6	3,0	—	2,6	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2,4}	—	—	7,6	—	—	7,9
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Croissance des primes provinciales des soins de santé	—	—	—	—	—	—

1) 2018 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : 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 2027 pour les régimes canadiens.

2) 2018 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2027, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

3) 2017 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2027, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

4) 2017 - Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2026, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 5 % en 2024 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 déc. 2018	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	70	11	3	2	1
Hausse de 1 % des échelles salariales	10	1	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	18	3	—	1	—

29. Partenariats

Au 31 décembre 2018, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par ATCO Power
Unité 3 de la centrale de Genesee	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par Capital Power Corporation
Unité 3 de la centrale de Keephills	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par TransAlta
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
Fortescue River Gas Pipeline	Gaz	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Soderglen	Énergie éolienne	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Pingston	Hydroélectricité	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta

30. 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 déc.	2018	2017	2016
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	58	(228)	(23)
Charges payées d'avance	19	(75)	5
Impôts sur le résultat à recevoir	—	8	(4)
Stocks	(21)	(7)	11
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	(97)	186	81
Impôts sur le résultat à payer	(3)	2	3
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(44)	(114)	73

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2017	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2018
Dette à long terme et obligations au titre des contrats de location- financement	3 707	(540)	10	—	95	(5)	3 267
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	34	(86)	—	107	—	3	58
Total des passifs liés aux activités de financement	3 741	(626)	10	107	95	(2)	3 325

	Solde au 31 déc. 2016	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2017
Dette à long terme et obligations au titre des contrats de location- financement	4 361	(545)	14	—	(115)	(8)	3 707
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	54	(86)	—	64	—	2	34
Total des passifs liés aux activités de financement	4 415	(631)	14	64	(115)	(6)	3 741

31. Capital

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

Aux 31 déc.	2018	2017	Augmentation (diminution)
Dette à long terme ¹	3 267	3 707	(440)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	3 059	3 094	(35)
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	11	10	1
Déficit	(1 496)	(1 209)	(287)
Cumul des autres éléments du résultat global	481	489	(8)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 137	1 059	78
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(89)	(314)	225
Moins : capital des liquidités soumises à restrictions des obligations d'OCP ³	(27)	—	(27)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	(10)	(30)	20
Total du capital	7 275	7 748	(473)

1) Inclut les obligations au titre des contrats de location-financement, les montants en vertu 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 capital des liquidités soumises à restrictions des obligations d'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 capital, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

En 2018, la Société a poursuivi ses efforts visant à réduire la dette globale. La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société, qui sont demeurés inchangés par rapport au 31 décembre 2017, se présentent comme suit :

A. Conserver une note de crédit de première qualité

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'une note de crédit de première qualité constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables. Les principales agences de notation évaluent la cote de crédit de TransAlta au moyen de diverses méthodes, notamment des ratios financiers. Ces méthodes et ratios ne sont pas publiquement disponibles. La direction de TransAlta a établi ses propres mesures, ratios et cibles pour gérer le capital de la Société. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation.

La Société a obtenu une note de première qualité de Standard & Poor's (perspectives négatives), DBRS (perspectives stables) et Fitch Ratings (perspectives stables). En décembre 2015, Moody's a abaissé la note de la Société en deçà de la note de première qualité, soit à Ba1 avec perspectives stables, et, en juin 2018, Moody's a fait passer sa perspective de notation de stable à positive. En 2018, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société avec une perspective stable, DBRS Limited a maintenu la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société de BBB (faible), des actions privilégiées de la Société de Pfd-3 (faible) et la note à titre d'émetteur de la Société de BBB (faible) avec une perspective stable, et Standard & Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société avec une perspective négative. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables. Les notes de crédit fournissent de l'information relative aux coûts de financement, à la liquidité et aux activités d'exploitation et touchent la capacité de la Société à obtenir du financement à court terme et à long terme ou le coût d'un tel financement. Le renforcement de la situation financière de la Société permet 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.

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer notre note de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Ces ratios sont présentés dans le tableau suivant :

Aux 31 déc.	2018	2017	Cible
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,8	4,3	4 à 5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,8	20,4	20 à 25
Dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison (multiple)	3,7	3,6	3,0 à 3,5

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation plus l'intérêt sur la dette (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), divisés par les intérêts sur la dette, plus 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les fonds provenant des activités d'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de quatre à cinq.

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation moins 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées, divisés par la dette nette (dette courante et non courante plus 50 % des actions privilégiées en circulation, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles et compte tenu de la juste valeur positive des instruments de couverture de la dette). La Société vise à maintenir ce ratio à un pourcentage allant de 20 % à 25 %.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison correspond à la dette nette, divisée par le BAIIA aux fins de comparaison. Le BAIIA aux fins de comparaison correspond au résultat avant intérêt, impôts et amortissement et est ajusté en fonction de transactions et de montants

qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des activités commerciales courantes. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 3,0 à 3,5.

À certains moments, les ratios d'évaluation du crédit pourraient se trouver à l'extérieur des fourchettes ciblées déterminées lorsque la Société réaligne sa structure du capital. En 2018, la Société a continué de solidifier sa situation financière et de réduire ses dettes.

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. 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, investir dans les immobilisations corporelles et réaliser des acquisitions

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, 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.

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820	626	194
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	44	114	(70)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	864	740	124
Dividendes versés sur actions ordinaires	(46)	(46)	—
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(40)	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(165)	(172)	7
Dépenses en immobilisations corporelles ¹	(277)	(338)	61
Rentrées de fonds	336	144	192

1) *Comprennent des dépenses d'investissement de croissance liées à la centrale de South Hedland.*

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 2018, un montant de 0,9 milliard de dollars au titre des facilités de crédit disponibles de la Société n'avait pas été prélevé (1,4 milliard de dollars en 2017).

Régulièrement, 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.

32. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2018 :

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	60,9	Production et vente d'électricité

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées.

Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont la présidente et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement de la présidente et chef de la direction, et les membres du conseil d'administration.

La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
Rémunération totale	17	24	20
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	11	14	8
Avantages postérieurs à l'emploi	2	2	2
Paiements fondés sur des actions	4	8	10

33. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a d'autres engagements contractuels, soit directement ou au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats et ententes se présentent comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	28	15	13	11	12	157	236
Contrats de transport	9	10	6	4	3	—	32
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	158	160	27	24	24	95	488
Ententes de service à long terme	64	86	32	17	8	34	241
Contrats de location simple non résiliables	8	8	8	7	4	45	80
Croissance	324	79	144	—	—	—	547
Projet de loi TransAlta Energy	6	7	6	6	6	—	31
Total	597	365	236	69	57	331	1 655

A. Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat

Plusieurs centrales de la Société ont conclu des contrats d'achat de gaz à prix fixe et de transport connexes. Les autres contrats d'achat ont trait aux engagements portant sur la prestation de biens et de services.

B. Contrats de transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de la capacité du réseau de transport du 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 alimentée au charbon 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 2020.

Les engagements liés aux contrats d'exploitation minière comprennent la quote-part des engagements de la Société au titre des contrats d'exploitation minière liés à ses entreprises communes de Sheerness et de l'unité 3 de la centrale de Genesee et certains autres accords de redevances minières. Certains de ces engagements ont été réduits en raison de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, comme l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

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 et des turbines des diverses installations éoliennes.

E. Contrats de location simple non résiliables

TransAlta a des contrats de location simple en place pour des bâtiments, des véhicules et divers types d'équipement.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, un montant de 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2017 et 9 millions de dollars en 2016) a été passé en charges au titre de ces contrats de location simple. Les paiements de sous-location reçus en 2018, en 2017 et en 2016 ont été inférieurs à 1 million de dollars. Aucun loyer conditionnel n'a été versé au titre de ces contrats de location simple.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets de parcs éoliens Big Level, Antrim et Windrise, aux conversions des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, et à la participation de 50 % de la Société dans le projet du gazoduc Pioneer.

G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Le 30 juillet 2015, la Société a annoncé qu'elle officialisera son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de neuf ans de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de promouvoir l'efficacité énergétique et de soutenir l'expansion économique et le développement de la collectivité ainsi que les initiatives de formation et de recyclage professionnels dans l'État de Washington en renonçant au droit de résiliation de son engagement en fonction du niveau des ventes des contrats de la centrale Centralia. Au 31 décembre 2018, la Société avait financé une tranche d'environ 33 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

H. Divers

Une importante partie de la production d'électricité et d'énergie thermique de la Société dépend des CAÉ et des contrats à long terme. La plupart de ces contrats comprennent des modalités et conditions jugées comme courantes dans le secteur dans lequel la Société exerce ses activités. La nature des engagements relatifs à ces contrats correspond à la capacité de production d'électricité et d'énergie thermique, à la disponibilité et aux cibles de production; à la fiabilité et autres mesures de performance propres à la centrale; aux paiements déterminés des livraisons pendant les périodes de pointe et les

périodes creuses; aux prix par MWh; à la part du risque à assumer à l'égard des coûts du combustible; et au risque lié à la consommation spécifique de chaleur.

I. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société a été partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. L'estimation actuelle de l'exposition fondée sur des données connues s'établit à 15 millions de dollars; par conséquent, la Société a augmenté sa provision, la faisant passer de 7,5 millions de dollars à 15 millions de dollars en 2018.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valable et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement.

Le second litige porte sur les réclamations faites par FMG à TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés.

III. Litige avec le Balancing Pool

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018 dans le cadre du paiement à la valeur comptable nette requis pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Toutefois, le Balancing Pool ne tient pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette, pour un montant additionnel de 56 millions de dollars. Le litige suit actuellement le processus d'arbitrage.

34. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

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

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels présentés

I. Information sur le résultat

Exercice clos le 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	912	442	232	165	282	156	67	(7)	2 249
Combustible et achats d'électricité	666	314	96	8	17	6	—	(7)	1 100
Marge brute	246	128	136	157	265	150	67	—	1 149
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	171	61	48	37	50	38	24	86	515
Amortissement	241	74	43	49	110	30	2	25	574
Imputations pour dépréciation d'actifs	38	—	—	—	12	—	—	23	73
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	5	1	—	8	3	—	1	31
Autres résultats d'exploitation, montant net	(198)	—	—	—	(6)	—	—	—	(204)
Résultats d'exploitation	(19)	(12)	44	71	91	79	41	(135)	160
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Charge d'intérêts nette									(250)
Perte de change									(15)
Profit à la vente d'actifs et autres									1
Perte avant impôts sur le résultat									(96)

Exercice clos le 31 déc. 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	999	435	261	135	287	121	69	—	2 307
Combustible et achats d'électricité	585	293	101	14	17	6	—	—	1 016
Marge brute	414	142	160	121	270	115	69	—	1 291
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	192	51	50	31	48	37	24	84	517
Amortissement	317	73	38	37	111	31	2	26	635
Imputations pour dépréciation d'actifs	20	—	—	—	—	—	—	—	20
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	4	1	—	8	3	—	1	30
Autres résultats d'exploitation, montant net	(40)	—	(9)	—	—	—	—	—	(49)
Résultats d'exploitation	(88)	14	80	53	103	44	43	(111)	138
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	11	43	—	—	—	—	54
Charge d'intérêts nette									(247)
Perte de change									(1)
Profit à la vente d'actifs									2
Résultat avant impôts sur le résultat									(54)

Exercice clos le 31 déc. 2016	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 048	354	402	119	272	126	76	—	2 397
Combustible et achats d'électricité	451	281	185	20	18	8	—	—	963
Marge brute	597	73	217	99	254	118	76	—	1 434
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	178	54	54	25	52	33	24	69	489
Amortissement	242	61	100	17	119	33	3	26	601
Reprises de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	28	—	—	—	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	4	1	1	8	3	—	1	31
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	—	(191)	—	(1)	—	—	1	(193)
Résultats d'exploitation	166	(46)	253	56	48	49	49	(97)	478
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	14	52	—	—	—	—	66
Charge d'intérêts nette									(229)
Perte de change									(5)
Profit à la vente d'actifs									4
Résultat avant impôts sur le résultat									314

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des produits des activités ordinaires de 16 millions de dollars (18 millions de dollars en 2017 et 19 millions de dollars en 2016) au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Goodwill	—	—	—	—	175	259	30	—	464
Immobilisations corporelles	2 587	332	391	554	1 799	481	1	19	6 164
Immobilisations incorporelles	81	7	4	41	173	4	11	52	373

Au 31 déc. 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Goodwill	—	—	—	—	174	259	30	—	463
Immobilisations corporelles	2 902	370	416	606	1 764	497	1	22	6 578
Immobilisations incorporelles	91	7	3	42	149	3	13	56	364

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2018	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	101	14	21	6	117	16	—	2	277
Immobilisations incorporelles	3	—	—	—	—	—	—	17	20

Exercice clos le 31 déc. 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	116	35	31	114	20	16	—	6	338
Immobilisations incorporelles	5	1	—	29	—	—	—	16	51

Exercice clos le 31 déc. 2016	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	159	15	11	107	16	43	—	7	358
Immobilisations incorporelles	3	1	1	—	—	—	—	16	21

IV. Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés et celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés	574	635	601
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (note 6)	136	73	63
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	710	708	664

C. Information géographique**I. Produits des activités ordinaires**

Exercices clos les 31 déc.	2018	2017	2016
Canada	1 573	1 663	1 828
États-Unis	511	509	450
Australie	165	135	119
Total des produits des activités ordinaires	2 249	2 307	2 397

II. Actifs non courants

	Immobilisations corporelles		Immobilisations incorporelles		Autres actifs		Goodwill	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Aux 31 déc.								
Canada	4 953	5 353	273	297	101	105	417	417
États-Unis	657	619	59	25	50	43	47	46
Australie	554	606	41	42	83	89	—	—
Total	6 164	6 578	373	364	234	237	464	463

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les ventes à un seul et même client ont représenté 19 % (les ventes à un seul et même client ont représenté 28 % en 2017) du total des produits des activités ordinaires de la Société.

Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme «non auditée» pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés et qui a rédigé un rapport à cet égard.

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

0,23 fois

Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.