

État consolidé condensé des résultats

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2024	2023	2024	2023
Produits				
Gazoducs – Canada	1 395	1 303	4 196	3 829
Gazoducs – États-Unis	1 503	1 473	4 643	4 558
Gazoducs – Mexique	218	213	649	625
Pipelines de liquides	725	715	2 217	1 935
Énergie et solutions énergétiques	242	236	706	751
	4 083	3 940	12 411	11 698
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	461	305	1 158	856
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	—	(1 244)	—	(2 100)
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 346	1 271	3 909	3 544
Achats de produits de base revendus	182	178	522	373
Impôts fonciers	235	218	697	667
Amortissement	713	690	2 149	2 061
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	21	—	21	—
	2 497	2 357	7 298	6 645
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	572	—	620	—
Charges financières				
Intérêts débiteurs	878	865	2 558	2 418
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(210)	(164)	(551)	(443)
(Gains) pertes de change, montant net	38	45	78	(231)
Intérêts créditeurs et autres	(89)	(63)	(235)	(121)
	617	683	1 850	1 623
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	2 002	(39)	5 041	2 186
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	186	97	447	324
Reportés	165	37	397	409
	351	134	844	733
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	168	1	498	18
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 483	(174)	3 699	1 435
Dividendes sur les actions privilégiées	26	23	76	69
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
De base et dilué	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	1 038	1 035	1 038	1 028
Dilué	1 038	1 035	1 038	1 028

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(240)	430	457	(63)
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	(25)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	(13)	(11)	12
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	5	15	33	(3)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(6)	25	(8)	66
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(8)	142	56	135
	(273)	599	502	147
Résultat étendu	1 378	426	4 699	1 600
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	43	8	739	20
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 335	418	3 960	1 580
Dividendes sur les actions privilégiées	26	23	76	69
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 309	395	3 884	1 511

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
Amortissement	713	690	2 149	2 061
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	21	—	21	—
Impôts reportés	165	37	397	409
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(461)	(305)	(1 158)	(856)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	—	1 244	—	2 100
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	362	329	1 343	927
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	3	3	11	(19)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	(572)	—	(620)	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(139)	(103)	(359)	(283)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	(78)	57	46	(255)
Provision pour pertes sur créances attendues	4	(2)	(19)	(117)
Autres	43	(55)	(83)	3
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	203	102	(313)	(15)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 756)	(2 042)	(4 668)	(5 945)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(8)	(18)	(41)	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(345)	(1 229)	(888)	(3 246)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	—	250
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	743	—	791	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	509	—	539	16
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	2	7	7
Montants reportés et autres	—	(42)	(133)	(33)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(855)	(3 329)	(4 393)	(9 375)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(1 137)	(2 401)	421	(6 055)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 428	7 434	8 089	15 887
Remboursements sur la dette à long terme	—	(2 150)	(1 662)	(2 610)
Cession de participations, déduction faite des coûts de transaction	(7)	—	419	—
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 465	—	1 465	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(996)	(583)	(2 957)	(1 822)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(22)	(73)	(68)
Apports des participations sans contrôle	11	—	16	—
Distributions aux participations sans contrôle	(303)	(11)	(667)	(47)
Distributions sur les titres de catégorie C	—	—	(2)	(42)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	21	—	21	4
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	6 456	2 267	5 070	5 247
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions	(36)	117	21	70
Augmentation (diminution) de la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions, y compris les soldes de trésorerie	7 480	879	6 310	1 350
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente (note 14)	34	—	—	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à des restrictions	7 514	879	6 310	1 350
Trésorerie, équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions, au début de la période	2 474	1 091	3 678	620
Trésorerie, équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions, à la fin de la période	9 988	1 970	9 988	1 970

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)		30 septembre 2024	31 décembre 2023
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 797	3 678
Liquidités soumises à des restrictions		6 191	—
Débiteurs		3 526	4 209
Stocks		1 053	982
Autres actifs à court terme		2 526	2 503
		17 093	11 372
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 38 014 \$ et de 36 602 \$, respectivement	84 180	80 569
Investissement net dans des contrats de location		2 321	2 263
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		10 823	10 314
Placements restreints		3 015	2 636
Actifs réglementaires		2 608	2 330
Écart d'acquisition		12 828	12 532
Autres actifs à long terme		2 424	3 018
		135 292	125 034
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer		422	—
Créditeurs et autres		6 391	6 987
Dividendes à payer		1 012	979
Intérêts courus		868	913
Tranche à court terme de la dette à long terme		4 390	2 938
		13 083	11 817
Passifs réglementaires		5 229	4 806
Autres passifs à long terme		1 075	1 015
Passifs d'impôts reportés		7 870	8 125
Dette à long terme		55 601	49 976
Billets subordonnés de rang inférieur		11 957	10 287
		94 815	86 026
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale		30 025	30 002
Émises et en circulation :	30 septembre 2024 – 1 038 millions d'actions 31 décembre 2023 – 1 037 millions d'actions		
Actions privilégiées		2 499	2 499
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)		(2 378)	(2 997)
Cumul des autres éléments du résultat étendu		310	49
Participations assurant le contrôle		30 456	29 553
Participations sans contrôle		10 021	9 455
		40 477	39 008
		135 292	125 034

Engagements, éventualités et garanties (note 15)

Entités à détenteurs de droits variables (note 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	30 002	29 627	30 002	28 995
Actions émises :				
Exercice d'options sur actions	23	—	23	4
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	375	—	1 003
Solde à la fin de la période	30 025	30 002	30 025	30 002
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de la période	2 499	2 499	2 499	2 499
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	—	728	—	722
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	—	—	4	6
Cession de participations, déduction faite des coûts de transaction	—	—	(22)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	—	—	18	—
Solde à la fin de la période	—	728	—	728
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)				
Solde au début de la période	(2 839)	476	(2 997)	819
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 483	(174)	3 699	1 435
Dividendes sur les actions ordinaires	(996)	(966)	(2 988)	(2 874)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(74)	(67)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	—	—	(18)	—
Solde à la fin de la période	(2 378)	(687)	(2 378)	(687)
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	458	508	49	955
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(148)	592	282	145
Incidence des participations sans contrôle	—	—	(21)	—
Solde à la fin de la période	310	1 100	310	1 100
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	30 456	33 642	30 456	33 642
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	10 374	324	9 455	126
Cession de participations et de participations sans contrôle	(104)	—	478	—
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(125)	7	241	2
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	168	1	498	18
Apports des participations sans contrôle	11	—	16	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(303)	(11)	(667)	(47)
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas	—	—	—	222
Solde à la fin de la période	10 021	321	10 021	321
Total des capitaux propres	40 477	33 963	40 477	33 963

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés

(non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2023 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2023 compris dans le rapport annuel de 2023 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans certains secteurs de la société en raison surtout de ce qui suit :

- dans le secteur Gazoducs, en raison du moment des décisions de réglementation et des règlements visant les tarifs négociés ainsi que des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis et des activités de commercialisation;
- dans le secteur Pipelines de liquides, en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation;
- dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, en raison des effets des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients, l'offre sur le marché et les prix pour le gaz naturel et l'électricité, des interruptions de service pour entretien pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada, ainsi que des activités de commercialisation.

Outre les facteurs susmentionnés, les produits et le bénéfice sectoriel sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés condensés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables en 2024

Contrats de location

En mars 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent la comptabilisation des améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et elles n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés condensés de la société.

Modifications comptables futures

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité décisionnelle des informations relatives aux impôts sur le bénéfice grâce à des améliorations afférentes au tableau de rapprochement des taux et aux informations sur les impôts sur le bénéfice payés. Par ailleurs, les directives prévoient d'autres modifications qui visent à améliorer l'efficacité de l'information à fournir en matière d'impôts sur le bénéfice. Ces nouvelles directives entreront en vigueur pour l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2025 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. L'adoption anticipée est autorisée si les états financiers annuels n'ont pas encore été publiés. La société ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés condensés.

Informations sectorielles

En novembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer les informations à fournir sur les secteurs à présenter d'une entité ouverte tout en répondant aux demandes des investisseurs pour des informations supplémentaires et plus détaillées sur les charges d'un secteur à présenter. Les directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2025. L'adoption anticipée est permise et les directives peuvent être appliquées rétrospectivement. Ces directives n'auront aucune incidence significative sur les états financiers consolidés condensés de la société.

3. SCISSION DES ACTIVITÉS LIÉES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

Le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow Corporation (« South Bow »). Pour réaliser la scission, les actionnaires ordinaires de TC Énergie ont conservé leur participation dans TC Énergie et reçu 0,2 action ordinaire de South Bow pour chaque action ordinaire de TC Énergie détenue. Les actions ordinaires de South Bow ont commencé à se négocier dans le cadre d'opérations normalisées à la TSX le 2 octobre 2024 et à la NYSE le 8 octobre 2024, sous le symbole SOBO.

Pour les périodes allant jusqu'au 30 septembre 2024, les activités de South Bow étaient majoritairement présentées dans le secteur Pipelines de liquides de la société. Pour de plus amples renseignements concernant le bénéfice sectoriel et les actifs sectoriels du secteur Pipelines de liquides, il y a lieu de se reporter à la note 4 « Informations sectorielles ». À compter de la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides seront présentées en tant qu'activités abandonnées pour les périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024.

TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes visant à définir les paramètres et les lignes directrices régissant leur relation continue et à séparer les actifs et les passifs entre les deux sociétés. Une convention de services de transition a été établie, dont l'objet principal est de préciser certains services que TC Énergie fournira à South Bow, contre rémunération, pour une période d'au plus deux ans. Parmi ces services, citons l'accès aux réseaux que South Bow pourra continuer d'utiliser et le soutien nécessaire jusqu'à ce que l'entité ait mis en place de nouveaux réseaux en vue de soutenir ses processus d'affaires ainsi que les services de gestion des entrepôts.

TC Énergie et South Bow ont conclu une convention de scission stipulant que TC Énergie indemniserait South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 ainsi qu'aux différends existants en matière de tarifs variables relatifs au pipeline Keystone (exclusion faite de toute conséquence future sur les tarifs variables après le 1^{er} octobre 2024), jusqu'à concurrence d'un passif maximal de 30 millions de dollars, au total, pour ces deux questions. Tous les montants supérieurs aux montants comptabilisés actuellement qui pourraient être ultimement payables à l'égard de ces passifs nets et coûts ne peuvent être déterminés à l'heure actuelle. Aux termes de la convention de scission, toute indemnité d'assurance reviendra à TC Énergie.

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC ont procédé à un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur d'un montant équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens. Une tranche du produit net équivalant à environ 6,2 milliards de dollars canadiens a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024 et des billets de premier rang non garantis de 1,25 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales.

Avant la scission, TC Énergie avait engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 67 millions de dollars (56 millions de dollars après impôts) et de 112 millions de dollars (95 millions après impôts) au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement. Des coûts de scission de 28 millions de dollars et de 42 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 ont été pris en compte dans les résultats du secteur Pipelines de liquides alors que des coûts de 25 millions de dollars et de 56 millions de dollars, respectivement, ont été affectés au secteur Siège social. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des intérêts débiteurs de 42 millions de dollars et des intérêts créditeurs de 28 millions de dollars ont été pris en compte dans le secteur Siège social au titre des billets de premier rang non garantis et des billets subordonnés de rang inférieur émis le 28 août 2024 afin d'établir la structure des capitaux d'emprunt de South Bow. Le produit net de ces émissions a été placé dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 395	1 503	218	725	242	—	4 083
Produits intersectoriels	—	24	—	—	—	(24) ²	—
	1 395	1 527	218	725	242	(24)	4 083
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	7	68	79	17	290	—	461
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(478)	(448)	(37)	(231)	(139)	(13) ²	(1 346)
Achats de produits de base revendus	—	(32)	—	(135)	(15)	—	(182)
Impôts fonciers	(79)	(126)	—	(28)	(2)	—	(235)
Amortissement	(350)	(231)	(23)	(87)	(22)	—	(713)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	(21)	—	—	(21)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	572	—	—	—	—	572
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	495	1 330	237	240	354	(37)	2 619
Intérêts débiteurs							(878)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							210
Gains (pertes) de change, montant net							(38)
Intérêts créditeurs et autres							89
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 002
(Charge) recouvrement d'impôts							(351)
Bénéfice net (perte nette)							1 651
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(168)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 483
Dividendes sur les actions privilégiées							(26)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 457
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	294	757	580	83	7	35	1 756
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(1)	—	—	9	—	8
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	173	—	—	—	172	—	345
	467	756	580	83	188	35	2 109

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend une charge de 3 millions de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

4 Inclues dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

trimestre clos le 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 303	1 473	213	715	236	—	3 940
Produits intersectoriels	—	25	—	—	—	(25) ²	—
	1 303	1 498	213	715	236	(25)	3 940
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	5	63	48	17	172	—	305
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(1 244)	—	—	—	—	—	(1 244)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(454)	(417)	(28)	(222)	(139)	(11) ²	(1 271)
Achats de produits de base revendus	—	(26)	—	(145)	(7)	—	(178)
Impôts fonciers	(73)	(114)	—	(29)	(2)	—	(218)
Amortissement	(336)	(222)	(23)	(83)	(26)	—	(690)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(799)	782	210	253	234	(36)	644
Intérêts débiteurs							(865)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							164
Gains (pertes) de change, montant net							(45)
Intérêts créditeurs et autres							63
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							(39)
(Charge) recouvrement d'impôts							(134)
Bénéfice net (perte nette)							(173)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(1)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							(174)
Dividendes sur les actions privilégiées							(23)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							(197)
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	715	641	636	11	27	12	2 042
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(4)	—	—	—	22	—	18
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 032	—	—	—	197	—	1 229
	1 743	641	636	11	246	12	3 289

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 2 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service et aucun changement n'a été apporté au titre de la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

4 Inclues dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)							
	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 196	4 643	649	2 217	706	—	12 411
Produits intersectoriels	—	74	—	—	49	(123) ²	—
	4 196	4 717	649	2 217	755	(123)	12 411
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	18	260	209	50	621	—	1 158
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(1 441)	(1 272)	(74)	(691)	(433)	2 ²	(3 909)
Achats de produits de base revendus	—	(98)	—	(387)	(37)	—	(522)
Impôts fonciers	(236)	(372)	—	(84)	(5)	—	(697)
Amortissement	(1 037)	(710)	(69)	(258)	(75)	—	(2 149)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	(21)	—	—	(21)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	10	610	—	—	—	—	620
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 510	3 135	715	826	826	(121)	6 891
Intérêts débiteurs							(2 558)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							551
Gains (pertes) de change, montant net							(78)
Intérêts créditeurs et autres							235
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							5 041
(Charge) recouvrement d'impôts							(844)
Bénéfice net (perte nette)							4 197
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(498)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							3 699
Dividendes sur les actions privilégiées							(76)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							3 623
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	874	1 794	1 800	127	35	38	4 668
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	—	41	—	41
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	350	—	—	—	538	—	888
	1 224	1 794	1 800	127	614	38	5 597

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 18 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 1 million de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Il n'y a eu aucun changement apporté au bénéfice (à la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en lien avec la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

4 Inclues dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	3 829	4 558	625	1 935	751	—	11 698
Produits intersectoriels	—	76	—	—	22	(98) ²	—
	3 829	4 634	625	1 935	773	(98)	11 698
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	15	227	52	49	513	—	856
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(1 317)	(1 218)	36	(610)	(459)	24 ²	(3 544)
Achats de produits de base revendus	—	(26)	—	(331)	(16)	—	(373)
Impôts fonciers	(226)	(348)	—	(89)	(4)	—	(667)
Amortissement	(983)	(693)	(67)	(252)	(66)	—	(2 061)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(782)	2 576	646	702	741	(74)	3 809
Intérêts débiteurs							(2 418)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							443
Gains (pertes) de change, montant net							231
Intérêts créditeurs et autres							121
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 186
(Charge) recouvrement d'impôts							(733)
Bénéfice net (perte nette)							1 453
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(18)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 435
Dividendes sur les actions privilégiées							(69)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 366
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	2 238	1 782	1 737	35	124	29	5 945
Projets d'investissement en cours d'aménagement	4	—	—	—	118	—	122
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2 676	—	—	—	570	—	3 246
	4 918	1 782	1 737	35	812	29	9 313

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 105 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 12 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

4 Incluses dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

Total de l'actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Gazoducs – Canada	30 727	29 782
Gazoducs – États-Unis	51 746	50 499
Gazoducs – Mexique	14 512	12 003
Pipelines de liquides	15 675	15 490
Énergie et solutions énergétiques	9 693	9 525
Siège social ¹	12 939	7 735
	135 292	125 034

- 1 Au 30 septembre 2024, ce poste comprenait des liquidités soumises à des restrictions détenues en main tierce de 6,2 milliards de dollars (néant en 2023) se rapportant au placement de titres d'emprunt de South Bow réalisé en août 2024.

5. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023 :

trimestre clos le 30 septembre 2024						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 391	1 264	110	538	—	3 303
Électricité	—	—	—	—	49	49
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	4	211	31	1	108	355
	1 395	1 475	141	539	157	3 707
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	77	—	—	77
Autres produits ³	—	28	—	186	85	299
	1 395	1 503	218	725	242	4 083

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 4 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

trimestre clos le 30 septembre 2023						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 296	1 206	113	555	—	3 170
Électricité	—	—	—	—	109	109
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	7	208	30	1	86	332
	1 303	1 414	143	556	195	3 611
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	70	—	—	70
Autres produits ³	—	59	—	159	41	259
	1 303	1 473	213	715	236	3 940

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 7 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 182	3 939	327	1 704	—	10 152
Électricité	—	—	—	—	203	203
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	14	637	92	4	296	1 043
	4 196	4 576	419	1 708	499	11 398
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	230	—	—	230
Autres produits ³	—	67	—	509	207	783
	4 196	4 643	649	2 217	706	12 411

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 14 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 90 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	3 806	3 709	331	1 529	—	9 375
Électricité	—	—	—	—	342	342
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	23	656	92	2	300	1 073
	3 829	4 365	423	1 531	642	10 790
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	202	—	—	202
Autres produits ³	—	193	—	404	109	706
	3 829	4 558	625	1 935	751	11 698

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 23 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 91 millions de dollars.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 614	1 832	Débiteurs
Actifs sur contrats	210	151	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	556	457	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	55	69	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	10	12	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, des produits de 55 millions de dollars (56 millions de dollars en 2023) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme au début de la période.

Les actifs sur contrats et les actifs sur contrats à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrats tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme représentent surtout des produits non gagnés relatifs à des services visés par des contrats.

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 30 septembre 2024, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se chiffraient à environ 20,5 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 2,0 milliards de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2024. Au 30 septembre 2024, les produits futurs incluaient un montant de 8,6 milliards de dollars attendu jusqu'en 2044 en lien avec les activités liées aux pipelines de liquides. Pour ce qui est des périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024, les montants afférents aux activités liées aux pipelines de liquides ne seront pas pris en compte dans les produits futurs de TC Énergie. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

6. COASTAL GASLINK

Convention de prêt subordonné

Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») s'élevait à 3,4 milliards de dollars et l'encours était de 2,7 milliards de dollars au 30 septembre 2024 (3,4 milliards de dollars et 2,5 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023).

Coastal GasLink LP remboursera l'encours de ce prêt à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. La société s'attend à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement fournis par TC Énergie.

Les montants prélevés aux termes de la convention de prêt subordonné sont considérés comme des apports de capitaux propres de fait et sont présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie de la société. Les remboursements de capital et d'intérêts sur ce prêt, lesquels devraient être financés surtout par TC Énergie, seront comptabilisés comme une distribution à la société provenant de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation une fois qu'ils seront reçus.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des montants de 110 millions de dollars et de 160 millions de dollars ont été prélevés par Coastal GasLink LP aux termes de la convention de prêt subordonné (985 millions de dollars et 1 770 millions de dollars, déduction faite des remboursements, respectivement, en 2023). Le tableau suivant présente les variations de la valeur comptable de l'encours de ce prêt :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
Encours au 31 décembre 2023	2 520
Dépréciation au cours des exercices antérieurs	(2 020)
Montants consentis au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	160
Encours au 30 septembre 2024	660

Convention régissant la facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

Le 25 juin 2024, la société a modifié sa convention régissant sa facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée conclue avec Coastal GasLink LP pour y ajouter une nouvelle facilité procurant des liquidités à court terme et de la souplesse financière aux fins du projet Cedar Link. Cette nouvelle facilité d'une capacité d'emprunt de 20 millions de dollars porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. La capacité d'emprunt combinée des facilités disponibles dans le cadre de cette convention s'élève à 120 millions de dollars (100 millions de dollars au 31 décembre 2023) et l'encours était de néant au 30 septembre 2024.

Dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (charges de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars et de 2 100 millions de dollars, respectivement, en 2023), puisqu'il n'y a eu aucun événement ni changement de circonstances depuis le 31 décembre 2023 révélant une incidence défavorable significative sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP.

Entre le 31 décembre 2022 et le 30 septembre 2023, comme il était prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné soient principalement fournis par TC Énergie, la société a effectué des évaluations pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et les trois premiers trimestres de 2023. Pour chaque période visée par une évaluation, la société a conclu que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. Par conséquent, la dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 30 septembre 2024 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts).

Au 30 septembre 2024, la valeur comptable de la participation de la société se chiffrait à 732 millions de dollars (294 millions de dollars au 31 décembre 2023), ce qui reflète l'encours prélevé sur le prêt subordonné, déduction faite des dépréciations, et les autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie.

Au 30 septembre 2024, TC Énergie prévoyait verser un financement supplémentaire pouvant atteindre environ 0,7 milliard de dollars par suite de l'estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et du projet Cedar Link.

7. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023 ont été de 17 % et de 34 %, respectivement. La diminution du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à une perte en capital non imposable latente découlant de la dépréciation de Coastal GasLink LP en 2023 et à l'incidence de l'exposition au change au Mexique en 2024, facteurs contrés en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers et par la hausse des impôts sur le bénéfice transférables en 2024.

8. PROVISION ENVIRONNEMENTALE LIÉE À KEYSTONE

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone (borne kilométrique 14) est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé un passif cumulatif total au titre des mesures environnementales de 794 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 92 millions de dollars (584 millions de dollars en 2023). Le solde résiduel figurant aux postes « Crédoiteurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé condensé de la société se chiffrait à 33 millions de dollars et à 10 millions de dollars, respectivement, au 30 septembre 2024 (122 millions de dollars et 9 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023). Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à 67 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 34 millions de dollars au 30 septembre 2024 (150 millions de dollars et 33 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023). Un montant supplémentaire de 36 millions de dollars a été comptabilisé en 2023 car il peut être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé en charges dans les intérêts crédoiteurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la société a reçu un montant de 85 millions de dollars (396 millions de dollars en 2023) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. Aux termes de la convention de scission, toute indemnité d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 reviendra à TC Énergie.

9. DETTE À LONG TERME

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited					
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	Août 2024	1 242 US	Variable
Columbia Pipelines Operating Company LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	400 US	5,70 %
Columbia Pipelines Holding Company LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	400 US	5,10 %
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %

- 1 En août 2024, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Émission de titres d'emprunt par South Bow

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd.					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2030	450	4,32 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2032	500	4,62 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	500	4,93 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	450 US	7,63 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	650 US	7,50 %
6297782 LLC					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2027	700 US	4,91 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2029	1 000 US	5,03 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2034	1 250 US	5,58 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	700 US	6,18 %

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC ont effectué un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens. Une tranche du produit net équivalant à environ 6,2 milliards de dollars canadiens a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024 et des billets de premier rang non garantis de 1,25 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2024, les liquidités soumise à des restrictions s'établissaient à 6,2 milliards de dollars et se composaient principalement du produit du placement de titres d'emprunt de South Bow détenu en main tierce.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited				
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	1 242 US	Variable
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
Nova Gas Transmission Ltd.				
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
ANR Pipeline Company				
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	265 US	Variable
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable

1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Le 15 août 2024, l'acquéreur a pris en charge des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS dans le cadre de la vente de PNGTS. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

Remboursements ultérieurs de titres d'emprunt

Le 12 octobre 2024, TCPL a remboursé intégralement à l'échéance des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,25 milliard de dollars US portant intérêt au taux fixe de 1 %.

Le 15 octobre 2024, TCPL a racheté et annulé les billets suivants à un escompte moyen pondéré de 7,73 %, en guise de règlement des offres publiques d'achat en trésorerie annoncées le 1^{er} octobre 2024 :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited				
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	575	4,18 %

Par ailleurs, les obligations remboursables à vue suivantes avaient été remboursées en totalité le 31 octobre 2024 :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited				
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	400	Variable

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 66 millions de dollars et de 200 millions de dollars, respectivement (53 millions de dollars et 125 millions de dollars, respectivement, en 2023), en lien avec des projets d'investissement.

10. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré les dividendes trimestriels suivants :

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
par action ordinaire	0,96	0,93	2,88	2,79
par action privilégiée de série 1	0,22	0,22	0,65	0,65
par action privilégiée de série 2	0,42	0,40	1,28	1,19
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11	0,32	0,32
par action privilégiée de série 4	0,38	0,36	1,16	1,07
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,37	0,37
par action privilégiée de série 6	0,39	0,41	1,20	1,14
par action privilégiée de série 7	0,37	0,24	0,99	0,73
par action privilégiée de série 9	0,24	0,24	0,71	0,71
par action privilégiée de série 11	0,21	0,21	0,42	0,42

Le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow. Pour réaliser la scission, les actionnaires ordinaires de TC Énergie ont conservé leur participation dans TC Énergie et reçu 0,2 action ordinaire de South Bow pour chaque action ordinaire de TC Énergie détenue.

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, toutes les options d'achat d'actions en cours de TC Énergie ont été annulées et un nombre équivalent de nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie ont été émises en faveur d'employés de TC Énergie encore en poste et d'anciens employés de TC Énergie visés (autres que celles transférées à South Bow dans le cadre de la scission) détenant encore des options d'achat d'actions de TC Énergie. Le prix d'exercice des nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie a été ajusté de manière à tenir compte de la variation de la valeur des actions ordinaires de TC Énergie après la scission.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 10 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 octobre 2024. Le 30 octobre 2024, les actionnaires détenant des actions privilégiées de série 9 ont exercé leur option visant à convertir, sur une base d'échange réciproque, 1 297 203 actions privilégiées de série 9 en actions privilégiées de série 10. Ils recevront des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel correspondant au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours majoré de 2,35 %, rajusté chaque trimestre par la suite. Le taux fixe des dividendes pour le reste des actions privilégiées de série 9 a été établi pour cinq ans à 5,08 % par année. Ce taux sera rajusté tous les cinq ans.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 8 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 avril 2024. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 7 remises aux fins de conversion n'a pas atteint le seuil requis, aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie par la suite en action privilégiée de série 8.

11. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, se sont établis comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(237)	(3)	(240)
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers ¹	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	7	(2)	5
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(8)	2	(6)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(10)	2	(8)
Autres éléments du résultat étendu	(272)	(1)	(273)

1 Représente les gains liés aux écarts de conversion des participations assurant le contrôle et des participations sans contrôle se rapportant à Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »). Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

trimestre clos le 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	412	18	430
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(17)	4	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	18	(3)	15
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	32	(7)	25
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	190	(48)	142
Autres éléments du résultat étendu	635	(36)	599

période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	455	2	457
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers ¹	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(14)	3	(11)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	43	(10)	33
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(10)	2	(8)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	74	(18)	56
Autres éléments du résultat étendu	523	(21)	502

1 Représente les gains liés aux écarts de conversion des participations assurant le contrôle et des participations sans contrôle se rapportant à Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »). Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(72)	9	(63)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	16	(4)	12
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(5)	2	(3)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	86	(20)	66
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	181	(46)	135
Autres éléments du résultat étendu	206	(59)	147

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu par composantes, après les impôts, se sont établies comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2024	2	(9)	(55)	520	458
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(124)	5	—	(4)	(123)
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ²	(15)	(6)	—	(4)	(25)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(139)	(1)	—	(8)	(148)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2024	(137)	(10)	(55)	512	310

1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 125 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2023).

2 Incluent le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation assurant le contrôle dans PNGTS qui est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à la vente de PNGTS le 15 août 2024. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2024	(317)	(35)	(55)	456	49
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	216	33	—	68	317
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{2,3}	(15)	(8)	—	(12)	(35)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	201	25	—	56	282
Incidence des participations sans contrôle ⁴	(21)	—	—	—	(21)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2024	(137)	(10)	(55)	512	310

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés aux participations sans contrôle de 241 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2023).
- 2 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie présentés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 11 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) au 30 septembre 2024. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.
- 3 Incluent le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation assurant le contrôle dans PNGTS qui est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à la vente de PNGTS le 15 août 2024. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.
- 4 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle de 13,01 % de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») dans TGNH. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé condensé des résultats se sont établis comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	2024	2023	2024	2023	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	11	(29)	19	(77)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(9)	(9)	Intérêts débiteurs
	8	(32)	10	(86)	Total avant les impôts
	(2)	7	(2)	20	(Charge) recouvrement d'impôts
	6	(25)	8	(66)	Après les impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	6	15	17	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	(1)	(3)	(4)	(Charge) recouvrement d'impôts
	4	5	12	13	Après les impôts
Écarts de conversion					
Gains de conversion à la sortie d'établissements étrangers	15	—	15	—	Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	15	—	15	—	Après les impôts

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

12. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Les composantes du coût net des prestations (recouvrement) constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se sont établies comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite				Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	Régimes de retraite		Régimes de retraite		Régimes de retraite		Régimes de retraite	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Coût des services rendus ¹	28	23	—	1	83	69	1	2
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) ¹								
Coût financier	40	39	4	4	120	118	11	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(62)	(59)	(4)	(4)	(187)	(176)	(11)	(12)
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	—	—	—	—	(1)	—
	(22)	(20)	—	—	(67)	(58)	(1)	—
Coût net des prestations (recouvrement)	6	3	—	1	16	11	—	2

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

13. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TC Énergie est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur ses résultats, ses flux de trésorerie et, ultimement, sur sa valeur actionnariale.

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie comprend la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et certains recouvrements contractuels, les actifs disponibles à la vente, la juste valeur des actifs dérivés, l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Des événements sur le marché causant des perturbations dans l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie surveille de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2023 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

La société passe en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

La société a comptabilisé une charge de 3 millions de dollars et un recouvrement de 18 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (recouvrement de 2 millions de dollars et de 105 millions de dollars, respectivement, en 2023) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'une charge de 1 million de dollars et un recouvrement de 1 million de dollars, respectivement (néant et recouvrement de 12 millions de dollars, respectivement, en 2023), afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 30 septembre 2024, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 61 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2023) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 2 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2023) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars et de néant, respectivement (charge de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2023), afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats associés à la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Sur de Texas. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie, calculée à l'aide de l'information publiée par un tiers.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances significative au 30 septembre 2024 et il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers qui détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Le portefeuille d'expositions au secteur financier de TC Énergie se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité.

Les montants figurant dans la présente note pour la période close le 30 septembre 2024 tiennent compte des activités liées aux pipelines de liquides. Ces activités seront présentées en tant qu'activités abandonnées pour les périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts, selon ce qui est jugé nécessaire.

La juste valeur et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant en 2024)	—	400 US	8	1 000 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2025)	(2)	100 US	2	200 US
	(2)	500 US	10	1 200 US

1 La juste valeur correspond à la valeur comptable.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Montant nominal	26 600 (19 600 US)	27 800 (21 100 US)
Juste valeur	26 600 (19 700 US)	26 600 (20 200 US)

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles, y compris les titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable de certains autres instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à des restrictions, les débiteurs, les autres actifs à court terme, les placements restreints, l'investissement net dans des contrats de location, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2,3}	(59 991)	(61 374)	(52 914)	(52 815)
Billets subordonnés de rang inférieur ³	(11 957)	(11 780)	(10 287)	(9 217)
	(71 948)	(73 154)	(63 201)	(62 032)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 3,0 milliards de dollars US (2,0 milliards de dollars US au 31 décembre 2023) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comprend des pertes latentes de 222 millions de dollars et de 95 millions de dollars, respectivement (gains latents de 86 millions de dollars et de 99 millions de dollars, respectivement, en 2023), au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt. Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.
- 3 La valeur comptable de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur au 30 septembre 2024 comprend un montant de 7,9 milliards de dollars (juste valeur de 8,0 milliards de dollars) se rapportant à la dette à long terme et aux billets subordonnés de rang inférieur inscrits au bilan consolidé condensé de la société et afférents aux filiales de South Bow.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	43	1	35
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	205	8	241
Échéant entre 5 et 10 ans	1 550	—	1 340	—
Échéant à plus de 10 ans	113	—	102	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 060	60	883	50
	2 723	308	2 334	326

- 1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.
- 2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé condensé de la société.
- 3 Classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024		30 septembre 2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets latents (pertes nettes latentes)				
du trimestre clos le	113	7	(87)	(3)
de la période de neuf mois close le	218	12	8	1
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³				
du trimestre clos le	12	1	(1)	—
de la période de neuf mois close le	(3)	2	(18)	—

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires.
- 2 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les autres placements restreints sont inscrits dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.
- 3 Les gains (pertes) réalisé(e)s sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon les cours du marché lorsqu'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes latent(e)s sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être remboursés ou recouvrés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation au bilan des instruments dérivés

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	19	—	—	1 200	1 219
Change	—	—	—	23	23
	19	—	—	1 223	1 242
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	16	—	—	228	244
Change	—	—	—	17	17
Taux d'intérêt	—	119	—	—	119
	16	119	—	245	380
Total des actifs dérivés	35	119	—	1 468	1 622
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	—	—	—	(1 120)	(1 120)
Change	—	—	(2)	(28)	(30)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	—	(18)	(2)	(1 148)	(1 168)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(178)	(178)
Change	—	—	—	(4)	(4)
Taux d'intérêt	—	(17)	—	—	(17)
	—	(17)	—	(182)	(199)
Total des passifs dérivés	—	(35)	(2)	(1 330)	(1 367)
Total des dérivés	35	84	(2)	138	255

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel, de liquides et de crédits d'émission.

au 31 décembre 2023					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	9	—	—	1 195	1 204
Change	—	—	10	71	81
	9	—	10	1 266	1 285
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	3	—	—	86	89
Change	—	—	—	30	30
Taux d'intérêt	—	36	—	—	36
	3	36	—	116	155
Total des actifs dérivés	12	36	10	1 382	1 440
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(1)	—	—	(1 110)	(1 111)
Change	—	—	—	(14)	(14)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	(1)	(18)	—	(1 124)	(1 143)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(75)	(75)
Change	—	—	—	(2)	(2)
Taux d'intérêt	—	(29)	—	—	(29)
	—	(29)	—	(77)	(106)
Total des passifs dérivés	(1)	(47)	—	(1 201)	(1 249)
Total des dérivés	11	(11)	10	181	191

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de la juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé condensé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs au titre des couvertures de la juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur ¹	
	30 septembre 2024	31 décembre 2023	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Dette à long terme	(4 139)	(2 630)	(84)	11

1 Au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2023, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers, se présentaient comme suit :

au 30 septembre 2024 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 257	127	(26)	(100)	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	5 368	3 000
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	16 750	—
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024-2025	2024	2024-2026	2030-2049

- 1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel, aux liquides et aux crédits d'émission sont présentés en GWh, en Gpi³, en millions de barils et en milliers de tonnes métriques de CO₂ respectivement.

au 31 décembre 2023 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	9 209	50	(7)	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	4 978	2 000
Millions de pesos mexicains	—	—	—	20 000	—
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024	2024-2026	2030-2034

- 1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période

Produits de base ²	54	(17)	33	113
Change	24	(40)	(78)	142

Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période

Produits de base	192	249	550	579
Change	(58)	(29)	(105)	110

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période

Produits de base	6	(8)	24	(20)
Taux d'intérêt	(14)	(13)	(41)	(29)

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.
- 2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents de 4 millions de dollars ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) au titre des couvertures de trésorerie abandonnées (néant en 2023).

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 11) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés sur produits de base constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹	7	18	43	(5)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste valeur ou de flux de trésorerie :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(44)	(24)	(114)	(70)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(14)	(13)	(41)	(29)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) ^{2,3}				
Produits de base ⁴	11	(29)	19	(77)
Taux d'intérêt ¹	(3)	(3)	(9)	(9)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents de 4 millions de dollars ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) au titre des couvertures de trésorerie abandonnées (néant en 2023).

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des activités ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Les tableaux qui suivent illustrent l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 463	(1 224)	239
Change	40	(26)	14
Taux d'intérêt	119	(21)	98
	1 622	(1 271)	351
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 298)	1 224	(74)
Change	(34)	26	(8)
Taux d'intérêt	(35)	21	(14)
	(1 367)	1 271	(96)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 293	(1 099)	194
Change	111	(16)	95
Taux d'intérêt	36	(5)	31
	1 440	(1 120)	320
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 186)	1 099	(87)
Change	(16)	16	—
Taux d'intérêt	(47)	5	(42)
	(1 249)	1 120	(129)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2024, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 60 millions de dollars et des lettres de crédit de 58 millions de dollars (respectivement de 149 millions de dollars et de 83 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 30 septembre 2024, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 25 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 15 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2024, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 8 millions de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2023), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2024, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles ou des évaluations de courtiers à long terme ou encore des prix des produits de base négociés qui ont été visés par contrats selon des modalités semblables pour effectuer l'estimation appropriée de ces opérations. Au besoin, les prix de ces opérations à échéance éloignée sont actualisés afin de refléter les prix prévus sur les marchés applicables. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, a été classée comme suit :

au 30 septembre 2024	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	1 167	243	53	1 463
Change	—	40	—	40
Taux d'intérêt	—	119	—	119
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 113)	(175)	(10)	(1 298)
Change	—	(34)	—	(34)
Taux d'intérêt	—	(35)	—	(35)
	54	158	43	255

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024.

au 31 décembre 2023	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	1 054	229	10	1 293
Change	—	111	—	111
Taux d'intérêt	—	36	—	36
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 002)	(163)	(21)	(1 186)
Change	—	(16)	—	(16)
Taux d'intérêt	—	(47)	—	(47)
	52	150	(11)	191

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

La société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débiteront en 2025, qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront de sources renouvelables déterminées dans la province d'Alberta. La juste valeur de ces contrats est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs et elle est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les volumes visés par les contrats proviendront environ à 80 % de la production éolienne, à 10 % de la production solaire et à 10 % du marché.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Solde au début de la période	3	(16)	(11)	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	8	6	25	1
Transferts vers le niveau 2	32	(2)	29	(1)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	—	1	—	—
Solde à la fin de la période¹	43	(11)	43	(11)

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les produits comprenaient des gains latents de 8 millions de dollars et de 25 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2024 (gains latents de 6 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2023).

14. ALLIANCE STRATÉGIQUE ET CESSION

Secteur Gazoducs - États-Unis

Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS)

Le 15 août 2024, la société et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (Énergir), ont finalisé la vente de PNGTS à un tiers à un prix d'achat brut d'environ 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris la prise en charge par le tiers de billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS, réparti au prorata des participations dans PNGTS (61,7 % à TC Énergie et 38,3 % à Énergir). Le gain de 572 millions de dollars avant impôts (408 millions de dollars US) attribuable à la société a été porté au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé condensé des résultats et le gain attribuable à la société a été de 456 millions de dollars après impôts (323 millions de dollars US). Le gain tient compte des gains de conversion de 15 millions de dollars, qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au poste « Bénéfice net (perte nette) ». Avant la scission, tous les actifs et les passifs de PNGTS étaient présentés comme étant destinés à la vente au bilan consolidé condensé au 31 mars et au 30 juin 2024. TC Énergie fournit des services de transition normaux et elle continuera de collaborer avec les acquéreurs afin de contribuer à une transition sécuritaire et ordonnée.

Secteur Gazoducs - Mexique

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »)

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle a acquis une participation de 13,01 % dans celle-ci, conformément aux modalités de l'alliance stratégique de la société, en échange d'une contrepartie en trésorerie et autre qu'en trésorerie de 561 millions de dollars (411 millions de dollars US). La transaction a été comptabilisée en tant que transaction sur les capitaux propres, un montant de 588 millions de dollars ayant été pris en compte dans les participations sans contrôle et un autre de 21 millions de dollars ayant été constaté dans les autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de la CFE. L'écart entre ces montants comptabilisés et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport, à hauteur de 27 millions de dollars.

15. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,5 milliard de dollars au 30 septembre 2024 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2023, en raison de la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités. Au 30 septembre 2024, les engagements au titre des dépenses en immobilisations englobaient les activités liées aux pipelines de liquides, principalement en lien avec le projet de raccordement Blackrod. À compter du 1^{er} octobre 2024, date de la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides seront présentées en tant qu'activités abandonnées. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. La société évalue continuellement toutes les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle. À l'exception des questions décrites ci-après, la direction estime que le règlement ultime de ces procédures n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société. Les réclamations ci-après sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte. Ce risque n'a toutefois pas été jugé probable et une estimation raisonnable ne peut être formulée.

Coastal GasLink LP

Coastal GasLink s'oppose à un certain nombre d'entrepreneurs relativement à la construction du gazoduc Coastal GasLink. Les questions d'ordre juridique d'importance relativement à Coastal GasLink sont résumées ci-dessous.

SA Energy Group

Coastal GasLink LP et SA Energy Group (« SAEG »), l'un des principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, sont parvenues à une solution satisfaisante pour toutes les parties dans les litiges qui les opposent. Le règlement ne constitue pas un aveu de responsabilité par l'une ou l'autre des parties. D'un commun accord, elles ont renoncé à leurs demandes d'arbitrage respectives. Les détails concernant l'arbitrage et le règlement sont confidentiels. Il convient toutefois de noter que le règlement n'a pas entraîné de paiements supplémentaires à SAEG et qu'il n'a eu aucune incidence sur les états financiers de TC Énergie.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« PAPC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec PAPC pour motifs sérieux, en raison du défaut de PAPC d'achever les travaux dans les délais, et a formulé une demande, conformément à la garantie de la société mère, au titre du paiement des obligations garanties. À la suite de la demande faite par Coastal GasLink LP concernant la garantie, PAPC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date du 30 septembre 2024, PAPC visait des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée pour motifs sérieux, des dommages-intérêts en lien avec la résiliation et des paiements supposément à effectuer d'au moins 460 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de PAPC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de PAPC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de PAPC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,3 milliard de dollars. PAPC et Bonatti S.p.A. contestent la requête de Coastal GasLink LP et font valoir que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP, le cas échéant, sont assujettis à une limite contractuelle d'environ 220 millions de dollars. L'audience d'arbitrage prévue pour novembre 2024 a été ajournée temporairement en raison d'un retard inattendu lié à un participant autre que TC Énergie et une nouvelle date sera établie aussi rapidement que possible. Au 30 septembre 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a prélevé un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par PAPC en se basant sur l'estimation de bonne foi que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP sont supérieurs à la valeur nominale de la lettre de crédit. PAPC a demandé une ordonnance interdisant à Coastal GasLink LP de prélever des montants sur ladite lettre en attendant les résultats de l'arbitrage entre Coastal GasLink LP, PAPC et Bonatti S.p.A., mais n'a pas obtenu gain de cause. Coastal GasLink LP peut maintenant utiliser les fonds recouvrés au moyen de la lettre de crédit. PAPC et Bonatti S.p.A. ont modifié leurs réclamations initiales en vue d'obtenir des dommages-intérêts additionnels en lien avec les prélèvements sur la lettre de crédit. Le montant de la réclamation n'a pas été déterminé au-delà du montant de 117 millions de dollars. Les parties ont convenu que la question des dommages-intérêts découlant du prélèvement fait par Coastal GasLink LP sur la lettre de crédit sera évaluée, au besoin, à une date ultérieure à l'audience d'arbitrage mentionnée plus haut.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP est en litige avec la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV »), son ancien entrepreneur principal. En mai 2021, Coastal GasLink LP a mis fin à une partie des travaux visés par le contrat conclu avec MSJV. MSJV a poursuivi les travaux restants en tant que principal entrepreneur, mais elle n'a pas achevé ces travaux dans les délais. MSJV réclame des dommages-intérêts pour l'annulation des travaux ainsi que certains coûts, ce qui a été rejeté par Coastal GasLink LP. Les réclamations globales de MSJV à l'encontre de Coastal GasLink LP se chiffrent à près de 426 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de MSJV et réclame des dommages-intérêts d'environ 560 millions de dollars en raison des coûts engagés et des délais. Coastal GasLink LP a déposé un avis de demande d'arbitrage le 11 octobre 2024. Les parties sont en pourparlers à l'égard du processus d'arbitrage. Au 30 septembre 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements.

Le 15 mai 2024, le tribunal a attribué la responsabilité à l'égard des dommages-intérêts totaux relatifs au processus de vente se chiffrant à 398 millions de dollars US à l'ancien chef de la direction et à l'ancien chef des finances de Columbia, collectivement, dans une proportion de 50 %, et à TC Énergie dans une proportion de 50 %. Aux termes de l'ordonnance et du jugement définitifs (« le jugement définitif »), la part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts relatifs au processus de vente s'élève à 199 millions de dollars US, auxquels s'ajoutaient des intérêts de 153 millions de dollars US en date du 14 juin 2024. Le tribunal a également prononcé un jugement afférent à une demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation pour laquelle la part de TC Énergie est de 84 millions de dollars US, majorée des intérêts de 64 millions de dollars US au 14 juin 2024. Les dommages-intérêts en lien avec les deux demandes ne sont pas cumulatifs et TC Énergie ne serait tenue de payer que le montant le plus élevé des dommages-intérêts relatifs au processus de vente ou de la demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation, après la confirmation définitive de ces montants au moment de l'appel.

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a déposé un avis d'appel des décisions rendues par le tribunal et elle prévoit que l'appel sera entendu d'ici le milieu de 2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars US, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon l'appréciation juridique faite par la société, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 septembre 2024.

Requête en arbitrage relative à des procédures en vertu de l'ALENA

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Les États-Unis se sont opposés du fait que les dispositions transitoires en vertu de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») qui protègent les investissements faits au moment où l'ALENA était en vigueur ne s'appliquent qu'aux poursuites intentées avant le 1^{er} juillet 2020, lorsque l'ACEUM a remplacé l'ALENA. Le tribunal d'arbitrage se prononçant sur la requête a remis une décision partagée le 12 juillet 2024, dans laquelle la majorité des membres ont soutenu la position des États-Unis et conclu qu'ils ne disposaient pas de la compétence leur permettant d'entendre la requête de TC Énergie. Après avoir évalué la décision et les options qui s'offrent à elle pour contester cette décision, TC Énergie a conclu, malgré qu'elle soit toujours convaincue de la validité de la requête et qu'elle estime inappropriée la décision du tribunal d'arbitrage, que les règles relatives aux mécanismes de règlement des différends investisseur-État en vertu de l'ACEUM ne permettent pas de poursuivre les démarches relatives à la requête. Par conséquent, aucun autre recours ne sera exercé. Cette décision met fin à la requête de TC Énergie.

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garanti la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme au bilan consolidé condensé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)		30 septembre 2024		31 décembre 2023	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	88	—	97	—
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	112	3	80	3
		288	3	265	3

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

16. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérées comme des entreprises s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	642	190
Débiteurs	795	476
Stocks	196	90
Autres actifs à court terme	202	49
	1 835	805
Immobilisations corporelles¹	47 698	27 649
Placements restreints	946	—
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	809	823
Actifs réglementaires	32	12
Écart d'acquisition	449	439
Immobilisations incorporelles et autres actifs	13	—
	51 782	29 728
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	1 568	1 135
Intérêts courus	195	210
Tranche à court terme de la dette à long terme	1 941	28
	3 704	1 373
Passifs réglementaires	1 205	280
Autres passifs à long terme	79	56
Passifs d'impôts reportés	6	22
Dette à long terme	11 646	11 388
	16 640	13 119

1 Le 1^{er} avril 2024, le réseau de NGTL a été classé à titre d'EDDV lorsque sa propriété a été transférée de Nova Gas Transmission Ltd. à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership.

EDDV non consolidées

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 601	6 241
Coastal GasLink	732	294
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 097	1 117
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 924	1 538
Coastal GasLink ²	745	855
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
Risque maximal de perte	11 157	10 103

1 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.

2 TC Énergie est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement de la phase I du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts du projet. Au 30 septembre 2024, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (3 375 millions de dollars au 31 décembre 2023). L'encours de ce prêt subordonné se chiffrait à 2 680 millions de dollars au 30 septembre 2024, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 695 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Coastal GasLink » pour un complément d'information. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une nouvelle convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 50 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs aux projet Cedar Link.