

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits				
Gazoducs – Canada	1 478	1 395	4 304	4 196
Gazoducs – États-Unis	1 637	1 503	5 199	4 643
Gazoducs – Mexique	426	218	1 012	649
Énergie et solutions énergétiques	161	242	544	706
Siège social	2	—	12	—
	3 704	3 358	11 071	10 194
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	345	444	980	1 108
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 151	1 109	3 343	3 212
Achats de produits de base revendus	54	47	153	135
Impôts fonciers	215	207	657	613
Amortissement	701	628	2 050	1 896
	2 121	1 991	6 203	5 856
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	572	—	620
Charges financières				
Intérêts débiteurs	847	777	2 534	2 340
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(55)	(210)	(417)	(551)
(Gains) pertes de change, montant net	(30)	38	(142)	78
Intérêts créditeurs et autres	(47)	(61)	(147)	(204)
	715	544	1 828	1 663
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 213	1 839	4 020	4 403
Charge (recouvrement) d'impôts découlant des activités poursuivies				
Exigibles	118	207	224	319
Reportés	127	100	651	380
	245	307	875	699
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	968	1 532	3 145	3 704
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	127	168	408	498
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	637	1 483	2 504	3 699
Dividendes sur les actions privilégiées	28	26	84	76
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires				
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	968	1 532	3 145	3 704
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	127	168	408	498
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	841	1 364	2 737	3 206
Dividendes sur les actions privilégiées	28	26	84	76
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	813	1 338	2 653	3 130
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué				
Activités poursuivies	0,78 \$	1,29 \$	2,55 \$	3,02 \$
Activités abandonnées	(0,20) \$	0,11 \$	(0,22) \$	0,47 \$
	0,58 \$	1,40 \$	2,33 \$	3,49 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	1 040	1 038	1 040	1 038
Dilué	1 040	1 038	1 040	1 038

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	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
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	431	(240)	(659)	457
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	—	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	—	1	1	(11)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	24	5	(16)	33
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(21)	(6)	17	(8)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	—	1	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(10)	(8)	(26)	56
	424	(273)	(682)	502
Résultat étendu	1 188	1 378	2 230	4 699
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	362	43	56	739
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	826	1 335	2 174	3 960
Dividendes sur les actions privilégiées	28	26	84	76
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	798	1 309	2 090	3 884

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		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
Amortissement	701	713	2 050	2 149
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs et autres	—	21	—	21
Impôts reportés	135	165	659	397
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(345)	(461)	(980)	(1 158)
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	339	362	1 091	1 343
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	1	3	3	11
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	—	(572)	—	(620)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(46)	(139)	(291)	(359)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	131	(78)	(133)	46
Provision pour pertes sur créances attendues	(14)	4	88	(19)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	(76)	29	94	(53)
Autres	200	14	210	(30)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	130	203	(251)	(313)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 920	1 915	5 452	5 612
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 255)	(1 756)	(3 924)	(4 668)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(2)	(8)	(12)	(41)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(249)	(345)	(758)	(888)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	509	5	539
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	743	—	791
Montants reportés et autres	(87)	2	(126)	(126)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 593)	(855)	(4 815)	(4 393)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(59)	(1 137)	2 037	421
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	831	7 428	3 252	8 089
Remboursements sur la dette à long terme	(805)	—	(4 029)	(1 662)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	989	1 465	2 043	1 465
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(996)	(2 623)	(2 957)
Dividendes sur les actions privilégiées	(29)	(26)	(85)	(73)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	37	21	87	21
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	(7)	—	419
Apports des participations sans contrôle	—	11	—	16
Distributions aux participations sans contrôle et autres	(111)	(303)	(414)	(669)
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage (note 13)	101	—	101	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	69	6 456	369	5 070
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	(36)	(5)	21
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, y compris les soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	380	7 480	1 001	6 310
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	—	34	—	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	380	7 514	1 001	6 310
Trésorerie et équivalents de trésorerie, au début de la période	1 422	2 474	801	3 678
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la fin de la période	1 802	9 988	1 802	9 988

Comprend les activités poursuivies et abandonnées. Se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)		30 septembre 2025	31 décembre 2024
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		1 802	801
Débiteurs		2 474	2 611
Stocks		837	747
Autres actifs à court terme		2 382	1 339
Actif à court terme des activités abandonnées		283	235
		7 778	5 733
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 36 551 \$ et de 35 397 \$, respectivement	71 233	77 501
Investissement net dans des contrats de location		8 235	2 477
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		11 149	10 636
Placements restreints		3 469	2 998
Actifs réglementaires		2 906	2 682
Écart d'acquisition		13 222	13 670
Autres actifs à long terme		2 239	2 410
Actif à long terme des activités abandonnées		3	136
		120 234	118 243
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer		2 390	387
Créditeurs et autres		4 887	5 297
Dividendes à payer		901	874
Intérêts courus		831	828
Tranche à court terme de la dette à long terme		2 870	2 955
Passif à court terme des activités abandonnées		420	170
		12 299	10 511
Passifs réglementaires		5 767	5 303
Autres passifs à long terme		950	1 051
Passifs d'impôts reportés		7 540	6 884
Dette à long terme		44 364	44 976
Billets subordonnés de rang inférieur		11 738	11 048
Passif à long terme des activités abandonnées		—	110
		82 658	79 883
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale		30 199	30 101
Émises et en circulation :	30 septembre 2025 – 1 041 millions d'actions 31 décembre 2024 – 1 039 millions d'actions		
Actions privilégiées		2 499	2 499
Déficit cumulé		(6 026)	(5 241)
Cumul des autres éléments du résultat étendu		793	233
Participations assurant le contrôle		27 465	27 592
Participations sans contrôle		10 111	10 768
		37 576	38 360
		120 234	118 243

Engagements, éventualités et garanties (note 14)

Entités à détenteurs de droits variables (note 15)

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	
	2025	2024	2025	2024
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	30 158	30 002	30 101	30 002
Actions émises :				
Exercice d'options sur actions	41	23	98	23
Solde à la fin de la période	30 199	30 025	30 199	30 025
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	—	—	—	—
Exercice et extinction d'options sur actions	(3)	—	(7)	4
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	(5)	—	(5)	(22)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	8	—	12	18
Solde à la fin de la période	—	—	—	—
Déficit cumulé				
Solde au début de la période	(5 741)	(2 839)	(5 241)	(2 997)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	637	1 483	2 504	3 699
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(996)	(2 653)	(2 988)
Dividendes sur les actions privilégiées	(29)	(26)	(82)	(74)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	—	(542)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	(8)	—	(12)	(18)
Solde à la fin de la période	(6 026)	(2 378)	(6 026)	(2 378)
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	604	458	233	49
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	189	(148)	(330)	282
Incidence des participations sans contrôle	—	—	348	(21)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	—	542	—
Solde à la fin de la période	793	310	793	310
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	27 465	30 456	27 465	30 456
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	9 860	10 374	10 768	9 455
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	127	168	408	498
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	235	(125)	(352)	241
Sortie de participations	—	(104)	(348)	478
Apports des participations sans contrôle	—	11	—	16
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	(111)	(303)	(365)	(667)
Solde à la fin de la période	10 111	10 021	10 111	10 021
Total des capitaux propres	37 576	40 477	37 576	40 477

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 2024, 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 2024 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 2024 compris dans le rapport annuel de 2024 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation (« South Bow »). Les résultats historiques des activités liées aux pipelines de liquides sont présentés en tant qu'activités abandonnées et ils ont été exclus des activités poursuivies et des informations sectorielles pour toutes les périodes présentées. Quant aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés, elles ne reflètent que les activités poursuivies, sauf indication contraire. Avant la scission, les activités liées aux pipelines de liquides étaient majoritairement présentées en tant que secteur Pipelines de liquides de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

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 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.

Ajustements hors période

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a comptabilisé des ajustements hors période afin de reclasser une tranche de ses pertes liées aux couvertures de l'investissement net ayant été inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les ajustements comprennent i) le reclassement de pertes liées aux couvertures d'investissements nets de 348 millions de dollars depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu vers les participations sans contrôle par suite de la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023, qui a été présenté respectivement aux postes « Incidence des participations sans contrôle » et « Cession de participations » à l'état consolidé condensé du résultat étendu; et ii) le reclassement de pertes liées aux couvertures d'investissements nets de 542 millions de dollars depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu vers le déficit cumulé relativement à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de la société réalisée le 1^{er} octobre 2024.

La société a déterminé que ces ajustements hors période n'ont eu aucune incidence significative, individuellement ou collectivement, sur les états financiers annuels ou trimestriels présentés antérieurement, ni sur les états financiers consolidés condensés 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 2024, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location-vente. Dans le cadre de ce processus, la société a été tenue d'estimer la juste valeur de l'actif. L'évaluation de la juste valeur a fait appel à des jugements importants. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » pour un complément d'information.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables en 2025

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité 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. Aux termes de ces nouvelles directives, les entités sont tenues de présenter des catégories précises dans le tableau de rapprochement des taux et d'établir des dispositions spécifiques relatives à la ventilation des éléments de rapprochement qui respectent certains seuils. Par ailleurs, les entités doivent présenter les informations ventilées sur les impôts sur le bénéfice payés, le bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts et la charge d'impôts découlant des activités poursuivies. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur pour l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2025 et elles sont appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. La société appliquera, sur une base rétrospective, la nouvelle norme sur les informations à présenter sur les impôts sur le bénéfice dans ses états financiers consolidés audités annuels de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2025.

Modifications comptables futures

Ventilation des charges inscrites à l'état des résultats

En novembre 2024, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent des informations supplémentaires concernant la nature des charges portées à l'état des résultats. La nouvelle norme exige la présentation d'informations sur les catégories précises de charges inscrites aux postes des charges à l'état des résultats ainsi que des informations concernant les frais de vente. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2028. L'adoption anticipée est permise. Les directives peuvent être appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers.

Logiciels à usage interne

En septembre 2025, le FASB a publié une mise à jour des directives concernant la comptabilisation des coûts des logiciels à usage interne. Ces directives mises à jour suppriment les références aux phases de développement des projets et présentent de nouvelles indications afférentes au moment où commence l'inscription à l'actif des coûts afférents aux logiciels à usage interne. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2028. L'adoption anticipée est permise à l'ouverture d'un exercice. Ces directives peuvent être appliquées prospectivement, rétrospectivement ou selon une approche modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers.

3. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

Présentation des activités abandonnées

Depuis la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024, les activités liées aux pipelines de liquides sont présentées en tant qu'activité abandonnée. La présentation des activités abandonnées de la société tient compte des produits et des charges directement attribuables aux activités liées aux pipelines de liquides.

Bénéfice découlant des activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits	—	725	—	2 217
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	17	—	50
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	210	237	210	697
Achats de produits de base revendus	—	135	—	387
Impôts fonciers	—	28	—	84
Amortissement	—	85	—	253
Charges de dépréciation d'actifs	—	21	29	21
	210	506	239	1 442
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(210)	236	(239)	825
Charges financières				
Intérêts débiteurs	—	101	—	218
Intérêts créditeurs et autres	(14)	(28)	(14)	(31)
	(14)	73	(14)	187
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	(196)	163	(225)	638
Charge (recouvrement) d'impôts	8	44	8	145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493

Actif et passif des activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Autres actifs à court terme	283	235
	283	235
Autres actifs à long terme	3	136
	286	371
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	420	170
	420	170
Autres passifs à long terme	—	110
	420	280

Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'exploitation	12	534	(41)	724
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	—	(81)	24	(89)

Convention de scission

Dans le cadre de la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes, dont une convention de scission, qui précisait le partage des actifs et des passifs entre les deux sociétés et indemnisait South Bow à hauteur de 86 % quant à certains passifs et coûts nets, jusqu'à concurrence d'un passif maximal pour South Bow de 30 millions de dollars, au total, pour les éléments visés par l'indemnisation.

En septembre 2025, TC Énergie a conclu une entente avec South Bow visant des passifs pour lesquels elle a indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission, ce qui libère la société à l'égard de ces passifs. Compte tenu de cette entente, la perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts a été de 204 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025.

En juin 2025, TC Énergie a reçu un montant de 24 millions de dollars relativement à certains recouvrements aux termes de la convention de scission conclue avec South Bow. Au même moment, la société a également réévalué sa quote-part estimée des recouvrements futurs, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation de 29 millions de dollars qui a été portée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » à l'état consolidé condensé des résultats.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 478	1 637	426	161	2	3 704
Produits intersectoriels ²	—	23	—	—	(23)	—
	1 478	1 660	426	161	(21)	3 704
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	29	66	29	221	—	345
Coûts d'exploitation ²	(594)	(656)	(25)	(163)	18	(1 420)
Amortissement	(380)	(269)	(23)	(29)	—	(701)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	533	801	407	190	(3)	1 928
Intérêts débiteurs						(847)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						55
Gains (pertes) de change, montant net						30
Intérêts créditeurs et autres						47
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 213
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(245)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						968
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						(204)
Bénéfice net (perte nette)						764
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(127)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						637
Dividendes sur les actions privilégiées						(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						609
Dépenses d'investissement³						
Dépenses en immobilisations	304	854	81	10	6	1 255
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	2	—	2
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	36	—	213	—	249
	304	890	81	225	6	1 506

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

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 395	1 503	218	242	—	3 358
Produits intersectoriels ²	—	24	—	—	(24)	—
	1 395	1 527	218	242	(24)	3 358
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7	68	79	290	—	444
Coûts d'exploitation ²	(557)	(606)	(37)	(156)	(7) ³	(1 363)
Amortissement	(350)	(231)	(23)	(22)	(2) ³	(628)
Autres éléments sectoriels	—	572	—	—	—	572
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	495	1 330	237	354	(33)	2 383
Intérêts débiteurs						(777)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						210
Gains (pertes) de change, montant net						(38)
Intérêts créditeurs et autres						61
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 839
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(307)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						1 532
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						119
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	7	35	1 673
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	188	35	2 026
Activités abandonnées						83
						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 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 Comprend les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides.

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

période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	4 304	5 199	1 012	544	12	11 071
Produits intersectoriels ²	—	74	—	50	(124)	—
	4 304	5 273	1 012	594	(112)	11 071
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	97	217	60	606	—	980
Coûts d'exploitation ²	(1 675)	(1 906)	(191)	(478)	97	(4 153)
Amortissement	(1 126)	(767)	(72)	(85)	—	(2 050)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 600	2 817	809	637	(15)	5 848
Intérêts débiteurs						(2 534)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						417
Gains (pertes) de change, montant net						142
Intérêts créditeurs et autres						147
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						4 020
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(875)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						3 145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						(233)
Bénéfice net (perte nette)						2 912
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(408)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						2 504
Dividendes sur les actions privilégiées						(84)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						2 420
Dépenses d'investissement³						
Dépenses en immobilisations	1 052	2 308	501	46	17	3 924
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	12	—	12
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	141	—	617	—	758
	1 052	2 449	501	675	17	4 694

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 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 Inclus 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	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 196	4 643	649	706	—	10 194
Produits intersectoriels ²	—	74	—	49	(123)	—
	4 196	4 717	649	755	(123)	10 194
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	260	209	621	—	1 108
Coûts d'exploitation ²	(1 677)	(1 742)	(74)	(475)	8 ³	(3 960)
Amortissement	(1 037)	(710)	(69)	(75)	(5) ³	(1 896)
Autres éléments sectoriels	10	610	—	—	—	620
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 510	3 135	715	826	(120)	6 066
Intérêts débiteurs						(2 340)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						551
Gains (pertes) de change, montant net						(78)
Intérêts créditeurs et autres						204
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						4 403
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(699)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						3 704
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						493
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	35	38	4 541
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	614	38	5 470
Activités abandonnées						127
						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 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 Comprend les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides.

4 Inclus 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 2025	31 décembre 2024
Gazoducs – Canada	31 533	31 167
Gazoducs – États-Unis	56 541	56 304
Gazoducs – Mexique	16 323	15 995
Énergie et solutions énergétiques	10 657	10 217
Siège social	4 894	4 189
	119 948	117 872
Activités abandonnées	286	371
	120 234	118 243

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 2025 et 2024 :

trimestre clos le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	1 478	1 337	110	—	2 925
Électricité	—	—	—	50	50
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	261	39	104	404
	1 478	1 598	149	154	3 379
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	277	—	277
Autres produits ²	—	39	—	7	46
	1 478	1 637	426	161	3 702
Produits du siège social ³					2
					3 704

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 34 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.

2 Comprend les produits tirés des activités de commercialisation de la société et des instruments financiers ainsi que les produits de 29 millions de dollars tirés des contrats de location-exploitation. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

3 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow.

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	1 391	1 264	110	—	2 765
Électricité	—	—	—	49	49
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	4	211	31	108	354
	1 395	1 475	141	157	3 168
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	77	—	77
Autres produits ³	—	28	—	85	113
	1 395	1 503	218	242	3 358

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 Comprend les produits tirés des activités de commercialisation de la société et des instruments financiers ainsi que les produits de 29 millions de dollars tirés des contrats de location-exploitation. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

période de neuf mois close le 30 septembre 2025					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	4 304	4 129	333	—	8 766
Électricité	—	—	—	170	170
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	854	143	304	1 301
	4 304	4 983	476	474	10 237
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	536	—	536
Autres produits ²	—	216	—	70	286
	4 304	5 199	1 012	544	11 059
Produits du siège social ³					12
					11 071

- 1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 125 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.
- 2 Comprend les produits tirés des activités de commercialisation de la société et des instruments financiers ainsi que les produits de 88 millions de dollars tirés des contrats de location-exploitation. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 3 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	4 182	3 939	327	—	8 448
Électricité	—	—	—	203	203
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	14	637	92	296	1 039
	4 196	4 576	419	499	9 690
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	230	—	230
Autres produits ³	—	67	—	207	274
	4 196	4 643	649	706	10 194

- 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 Comprend les produits tirés des activités de commercialisation de la société et des instruments financiers ainsi que les produits de 88 millions de dollars tirés des contrats de location-exploitation. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025	31 décembre 2024	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 561	1 452	Débiteurs
Actifs sur contrats	256	165	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	642	608	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	28	30	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	1	—	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, des produits de 21 millions de dollars (42 millions de dollars en 2024) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats 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 2025, 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 30,6 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 3,5 milliards de dollars devant être comptabilisée avant la fin de 2025.

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 ont été de 22 % et de 16 %, respectivement. L'augmentation du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables, ce qui a été contré en partie par les changements dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités.

7. 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 2025 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	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
ANR Pipeline Company	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %

Le 10 octobre 2025, Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership a consenti un prêt à terme non garanti de 205 millions de dollars US échéant en octobre 2028 et portant intérêt à un taux variable.

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 2025 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	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %	
ANR Pipeline Company	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis	7 US	7,00 %	
Nova Gas Transmission Ltd.	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %	
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis ¹	1 000 US	4,50 %	
TC PipeLines, LP	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %	
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garantis	122 US	Variable	

1 Les billets ont été remboursés intégralement en mars 2025. L'ajustement de la juste valeur non amorti connexe de 3 millions de dollars se rapportant à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. est pris en compte dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Le 14 octobre 2025, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 92 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 7,06 %.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars, respectivement (66 millions de dollars et 200 millions de dollars, respectivement, en 2024) en lien avec des projets d'investissement.

8. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Les billets subordonnés de rang inférieur émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 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 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Février 2056	1 000	5,20 %
	Février 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Juin 2065	750 US	7,00 %

En août 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars échéant en 2056 qui portent intérêt à un taux fixe de 5,20 % par année jusqu'au 15 février 2031. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de février 2031 jusqu'en février 2056 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,148 % par année, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 15 novembre 2030 et le 15 février 2031 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En février 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2065 qui portent intérêt à un taux fixe de 7,00 % par année jusqu'au 1^{er} juin 2030. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de juin 2030 jusqu'en juin 2065 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,614 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 1^{er} mars 2030 et le 1^{er} juin 2030 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Émission ultérieure de billets subordonnés de rang inférieur

En octobre 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur, y compris l'exercice de l'option de surallocation, d'un montant de 370 millions de dollars US échéant en 2085 qui portent intérêt à un taux fixe de 6,25 %. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à compter du 1^{er} novembre 2030 pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Selon les modalités de chacun des billets subordonnés de rang inférieur émis en 2025, TCPL a la possibilité de reporter le paiement des intérêts pour une ou plusieurs périodes pouvant aller jusqu'à dix ans sans que cela ne donne lieu à un cas de défaut ni ne permette le remboursement accéléré. Il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes pendant toute période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang et aux autres obligations de TCPL, actuels et futurs.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. Les frais d'émission connexes de titres d'emprunt non amortis de 11 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités.

9. 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	
	2025	2024	2025	2024
par action ordinaire	0,85 ¹	0,96	2,55 ¹	2,88
par action privilégiée de série 1	0,31	0,22	0,93	0,65
par action privilégiée de série 2	0,28	0,42	0,91	1,28
par action privilégiée de série 3	0,26	0,11	0,47	0,32
par action privilégiée de série 4	0,24	0,38	0,79	1,16
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,37	0,37
par action privilégiée de série 6	0,27	0,39	0,82	1,20
par action privilégiée de série 7	0,37	0,37	1,12	0,99
par action privilégiée de série 9	0,32	0,24	0,95	0,71
par action privilégiée de série 10	0,32	—	0,97	—
par action privilégiée de série 11	0,21	0,21	0,42	0,42

1 Le montant représente le dividende déclaré de TC Énergie postérieurement à la scission.

Le 30 juin 2025, 104 778 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 822 829 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

10. 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 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	420	11	431
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	28	(4)	24
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(24)	3	(21)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(13)	3	(10)
Autres éléments du résultat étendu	411	13	424

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(237)	(3)	(240)
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	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)

période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(657)	(2)	(659)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(24)	8	(16)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	25	(8)	17
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuarielles) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	1	—	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(33)	7	(26)
Autres éléments du résultat étendu	(687)	5	(682)

période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	455	2	457
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	(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

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

trimestre clos le 30 septembre 2025					
(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 2025	(14)	(18)	23	613	604
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	196	24	—	(10)	210
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(21)	—	—	(21)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	196	3	—	(10)	189
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2025	182	(15)	23	603	793

- 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 235 millions de dollars (pertes de 125 millions de dollars en 2024).

période de neuf mois close le 30 septembre 2025					
(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 2025	(402)	(16)	22	629	233
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(306)	(16)	—	(24)	(346)
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ²	—	17	1	(2)	16
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(306)	1	1	(26)	(330)
Incidence des participations sans contrôle ³	348	—	—	—	348
Scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁴	542	—	—	—	542
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2025	182	(15)	23	603	793

- 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 352 millions de dollars (gains de 241 millions de dollars en 2024).
- 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 5 millions de dollars (4 millions de dollars après impôts) au 30 septembre 2025. 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 Représente l'ajustement du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au moment de sa vente le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 1 « Règles de présentation » pour un complément d'information.
- 4 Représente l'ajustement du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024. Il y a lieu de se reporter à la note 1 « Règles de présentation » 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		périodes de neuf mois closes les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	30 septembre	30 septembre	30 septembre	30 septembre	
	2025	2024	2025	2024	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	2	11	17	19	Produits – Énergie et solutions énergétiques
Change	25	—	(33)	—	Intérêts débiteurs et gains (pertes) de change, montant net
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(9)	(9)	Intérêts débiteurs
	24	8	(25)	10	Total avant impôts
	(3)	(2)	8	(2)	(Charge) recouvrement d'impôts
	21	6	(17)	8	Après impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	—	(1)	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	—	(1)	—	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	5	2	15	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	(1)	—	(3)	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	4	2	12	Après 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 impôts

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

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations (recouvrement). Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

11. 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			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Coût des services rendus ¹	25	26	—	—	75	80	1	1
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) ¹								
Coût financier	41	39	4	4	122	116	11	11
Rendement prévu des actifs des régimes	(62)	(59)	(4)	(4)	(187)	(180)	(12)	(11)
Amortissement des coûts au titre des services passés	—	—	—	—	—	—	(1)	—
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	—	—	—	—	—	(1)
	(21)	(20)	—	—	(65)	(64)	(2)	(1)
Coût net des prestations (recouvrement)	4	6	—	—	10	16	(1)	—

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

12. 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, 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, 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 2024 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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la société a comptabilisé un recouvrement de 14 millions de dollars et une charge de 90 millions de dollars, respectivement (charge de 3 millions de dollars et recouvrement de 18 millions de dollars, respectivement, en 2024) afférents à la provision pour pertes sur créances attendues à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a terminé le gazoduc Southeast Gateway. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2025, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 149 millions de dollars (59 millions de dollars au 31 décembre 2024) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service.

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 importante au 30 septembre 2025 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.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres d'emprunt et à des swaps de devises et de taux d'intérêt libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après 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 2025		31 décembre 2024	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US ³	—	—	(11)	100 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.

3 Le bénéfice net (la perte nette) ne comprenait aucun gain réalisé ni aucune perte réalisée pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars en 2024) et comprenait des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé condensé des résultats.

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 2025	31 décembre 2024
Montant nominal	25 300 (18 200 US)	26 000 (18 000 US)
Juste valeur	25 500 (18 300 US)	25 700 (17 800 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 sont disponibles, tout comme 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 débiteurs, les autres actifs à court terme, l'investissement net dans des contrats de location, les placements restreints, 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 2025		31 décembre 2024	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2}	(47 234)	(48 295)	(47 931)	(48 318)
Billets subordonnés de rang inférieur	(11 738)	(11 748)	(11 048)	(10 824)
	(58 972)	(60 043)	(58 979)	(59 142)

- La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 3,0 milliards de dollars US (2,8 milliards de dollars US au 31 décembre 2024) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comprend des pertes latentes de 10 millions de dollars et de 140 millions de dollars, respectivement (pertes latentes de 222 millions de dollars et de 95 millions de dollars en 2024, respectivement) 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.

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente ainsi que sur les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025		31 décembre 2024	
	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	—	82	—	33
Échéant entre 1 an et 5 ans	35	250	3	256
Échéant entre 5 et 10 ans	1 796	4	1 578	—
Échéant à plus de 10 ans	—	15	—	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 258	89	1 070	64
	3 089	440	2 651	353

- Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale captive en propriété exclusive de la société et, en 2025, des fonds ont aussi été mis de côté pour payer les prestations de soins de santé de certains employés actifs.
- Les actifs disponibles à la vente et les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement 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.
- Classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- Classé au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025		30 septembre 2024	
	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	119	(14)	107	7
de la période de neuf mois close le	192	(6)	217	12
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³				
du trimestre clos le	13	21	13	1
de la période de neuf mois close le	1	21	(1)	2

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 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, lorsque le dérivé est réglé.

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme				
Produits de base ²	13	—	330	343
Change	7	—	38	45
Taux d'intérêt	—	2	—	2
	20	2	368	390
Autres actifs à long terme				
Produits de base ²	3	—	80	83
Change	—	—	6	6
Taux d'intérêt	—	37	—	37
	3	37	86	126
Total des actifs dérivés	23	39	454	516
Créditeurs et autres				
Produits de base ²	(2)	—	(332)	(334)
Change	—	—	(49)	(49)
Taux d'intérêt	—	(10)	—	(10)
	(2)	(10)	(381)	(393)
Autres passifs à long terme				
Produits de base ²	(2)	—	(58)	(60)
Change	(39)	—	(9)	(48)
Taux d'intérêt	—	(28)	—	(28)
	(41)	(28)	(67)	(136)
Total des passifs dérivés	(43)	(38)	(448)	(529)
Total des dérivés	(20)	1	6	(13)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprend les achats et les ventes d'électricité et de gaz naturel.

au 31 décembre 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 dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	18	—	—	287	305
Change	—	—	—	42	42
	18	—	—	329	347
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	9	—	—	104	113
Change	—	—	—	9	9
	9	—	—	113	122
Total des actifs dérivés	27	—	—	442	469
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(1)	—	—	(291)	(292)
Change	—	—	(11)	(183)	(194)
Taux d'intérêt	—	(21)	—	—	(21)
	(1)	(21)	(11)	(474)	(507)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(1)	—	—	(46)	(47)
Change	—	—	—	(44)	(44)
Taux d'intérêt	—	(118)	—	—	(118)
	(1)	(118)	—	(90)	(209)
Total des passifs dérivés	(2)	(139)	(11)	(564)	(716)
Total des dérivés	25	(139)	(11)	(122)	(247)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprend les achats et les ventes d'électricité et de gaz naturel.

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 non 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 2025	31 décembre 2024	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Dettes à long terme	(4 151)	(3 935)	(41)	98

1 Au 30 septembre 2025 et au 31 décembre 2024, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes représentaient des passifs de 40 millions de dollars et 41 millions de dollars, respectivement.

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 d'investissements nets dans des établissements étrangers, se présentaient comme suit :

au 30 septembre 2025 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 334	45	—	—
Millions de dollars US	—	—	6 537	2 950
Millions de pesos mexicains	—	—	16 250	—
Dates d'échéance	2025-2044	2025-2032	2025-2030	2030-2034

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

au 31 décembre 2024 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 192	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	5 648	2 800
Millions de pesos mexicains	—	—	16 750	—
Dates d'échéance	2025-2044	2025-2031	2025-2027	2030-2034

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

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2025	2024

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

Gains (pertes) latents au cours de la période

Produits de base ²	(63)	21	(36)	(36)
Change	(68)	24	169	(78)

Gains (pertes) réalisés au cours de la période

Produits de base	20	40	(18)	111
Change	39	(58)	111	(105)
Taux d'intérêt	1	—	6	—

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisés au cours de la période

Produits de base	3	6	17	24
Change	2	—	6	—
Taux d'intérêt	(8)	(14)	(24)	(41)

1 Les gains (pertes) réalisés et latents 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) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus à leur montant net aux postes « (Gains) pertes de change, montant net » et « Intérêts débiteurs », respectivement, à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, des gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 4 millions de dollars en 2024).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 10) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	3	7	4	43
Change	25	—	(28)	—
	28	7	(24)	43

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	
	2025	2024	2025	2024
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(44)	(44)	(133)	(114)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(8)	(14)	(24)	(41)
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	2	11	17	19
Change ⁵	25	—	(33)	—
Taux d'intérêt ¹	(3)	(3)	(9)	(9)

1 Présenté au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Se reporter à la note 10 « 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 Présenté au poste « Produits – 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 2025, des gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 4 millions de dollars en 2024).

5 Présenté aux postes « Intérêts débiteurs » et « Gains (pertes) de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

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 2025 (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	426	(323)	103
Change	51	(48)	3
Taux d'intérêt	39	(6)	33
	516	(377)	139
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(394)	323	(71)
Change	(97)	48	(49)
Taux d'intérêt	(38)	6	(32)
	(529)	377	(152)

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

au 31 décembre 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	418	(290)	128
Change	51	(49)	2
	469	(339)	130
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(339)	290	(49)
Change	(238)	49	(189)
Taux d'intérêt	(139)	—	(139)
	(716)	339	(377)

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 2025, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 126 millions de dollars et des lettres de crédit de 89 millions de dollars (respectivement de 133 millions de dollars et de 59 millions de dollars au 31 décembre 2024). Au 30 septembre 2025, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 77 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 75 millions de dollars au 31 décembre 2024).

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 2025, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 7 millions de dollars (10 millions de dollars au 31 décembre 2024), 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 2025, 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 2025				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	157	220	49	426
Change	—	51	—	51
Taux d'intérêt	—	39	—	39
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(139)	(229)	(26)	(394)
Change	—	(97)	—	(97)
Taux d'intérêt	—	(38)	—	(38)
	18	(54)	23	(13)

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 2025.

au 31 décembre 2024				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	126	214	78	418
Change	—	51	—	51
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(116)	(217)	(6)	(339)
Change	—	(238)	—	(238)
Taux d'intérêt	—	(139)	—	(139)
	10	(329)	72	(247)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

La société a conclu des contrats entrant en vigueur en 2025 et en 2026 visant la vente de 50 MW d'électricité qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans, qui proviendra de sources renouvelables déterminées dans la province de l'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	
	2025	2024	2025	2024
Solde au début de la période	80	3	72	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette) ¹	(52)	8	(36)	25
Transferts vers le niveau 2	(3)	32	(5)	29
Règlements	(3)	—	(8)	—
Change	1	—	—	—
Solde à la fin de la période	23	43	23	43

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les produits comprenaient des pertes latentes de 52 millions de dollars et de 36 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2025 (gains latents de 8 millions de dollars et de 25 millions de dollars, respectivement, en 2024).

13. ALLIANCE STRATÉGIQUE DE TGNH

Secteur Gazoducs - Mexique

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

En août 2022, la société a annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, soit la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique.

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 le cumul des 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.

En septembre 2025, TC Énergie a conclu une entente d'affacturage avec la CFE et une importante banque du Mexique. Aux termes de l'entente, TC Énergie soumet pour affacturage ses factures mensuelles au titre des services fournis sur le réseau de TGNH d'août à novembre 2025. La banque se charge alors de l'affacturage des factures sans recours pour TC Énergie, et cette dernière continuera de recevoir les montant facturés pendant la période visée par des paiements contractuels.

L'entente d'affacturage a entraîné une modification des modalités de location aux fins de la comptabilité prévues dans le contrat de transport conclu avec la CFE. Ainsi, la société a réaffecté la contrepartie prévue au contrat aux composantes locatives et non locatives en fonction des prix de vente spécifiques des services d'exploitation et de maintenance mis à jour établis pour chacune des composantes non locatives à la date de la modification. La variation de l'affectation est prise en compte de façon prospective.

Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location, TC Énergie a inscrit les montants affacturés au poste « Créiteurs et autres » au bilan consolidé condensé. La trésorerie obtenue par suite de l'entente d'affacturage est incluse dans les activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Au cours du troisième trimestre de 2025, TC Énergie a soumis des créances d'une valeur nominale totalisant 101 millions de dollars (73 millions de dollars US), dont elle a reçu le paiement.

Gazoduc Southeast Gateway

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a annoncé l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway. La société a déterminé que ce gazoduc représentait un contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE ayant débuté lorsque l'actif a été mis à la disposition du client. La société a affecté la contrepartie attendue relative au contrat à la composante non locative en ce qui a trait à la prestation de services d'exploitation et de maintenance, selon les prix de vente spécifiques estimatifs établis au moyen d'une méthode du coût attendu plus marge ayant été déterminée à la passation du contrat en 2022. Le montant résiduel de la contrepartie issue de ce processus a ensuite été affecté à la composante locative.

L'estimation des coûts d'exploitation futurs formulée par la société lors de la passation du contrat en 2022 a influé sur l'affectation de la contrepartie prévue au contrat entre les composantes locative et non locative. Cette estimation a influé sur le moment de la comptabilisation des produits aux termes du contrat ainsi que sur le calcul du taux implicite du contrat de location.

Aux termes d'un contrat de location-vente, la société décomptabilise l'actif sous-jacent et inscrit un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle non garantie estimative de l'actif loué. Les paiements de loyers futurs et la valeur résiduelle non garantie de l'actif sont actualisés selon le taux implicite prévu au contrat de location. Il s'agit du taux qui fait correspondre la valeur actualisée des paiements de location et de la valeur résiduelle non garantie à la juste valeur de l'actif sous-jacent. L'écart entre la valeur comptable de l'actif sous-jacent et le plus faible de la juste valeur de l'actif sous-jacent et de la somme des créances locatives est comptabilisé à titre de gain ou de perte sur la vente à l'état consolidé condensé des résultats.

Les gazoducs de TGNH, qui comprennent le gazoduc Southeast Gateway, sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Ainsi, la société a exercé son jugement afin de déterminer si, à la passation du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapprochait de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapprochait de la valeur comptable résiduelle à la fin de la durée du contrat de location. La société a estimé que si les actifs étaient achetés à leur valeur comptable, ils généreraient un rendement pour l'acheteur correspondant aux attentes actuelles des intervenants du marché.

La société a comptabilisé un investissement net dans un contrat de location de 6,6 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US), sans qu'un gain ou qu'une perte sur la vente ne soit pris en compte lors de la décomptabilisation de l'actif sous-jacent. Au 30 juin 2025, la société avait inscrit une provision pour pertes sur créances attendues de 113 millions de dollars au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » liée à l'investissement net initial dans le contrat de location résiduel.

14. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations au 30 septembre 2025 sont conformes aux montants qui ont été présentés au 31 décembre 2024, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction de gazoducs aux États-Unis se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés à ANR et à d'autres projets de gazoducs, ce qui a été contrebalancé par l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway et la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

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. 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 éventualités indiquées ci-dessous ont été réglées au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP et la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV ») 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 et le règlement n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers de TC Énergie.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd., l'un de ses principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, ainsi que sa société-mère, Bonatti S.p.A., 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, mais ils incluent la conservation, par Coastal GasLink LP, des fonds prélevés sur la lettre de crédit en 2024. Le règlement n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers de TC Énergie.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2018, des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») ont intenté un recours collectif relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (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. La part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts a été estimée à 350 millions de dollars US, majorés des intérêts postérieurs à la décision. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et, le 17 juin 2025, la Cour suprême a rendu une décision qui a renversé le verdict de responsabilité du tribunal à l'encontre de TC Énergie. Le 10 juillet 2025, le tribunal a entériné la décision définitive, invalidant son jugement précédent et rejetant les demandes des plaignants à l'encontre de TC Énergie. Par conséquent, l'affaire s'est conclue en faveur de TC Énergie, sans obligations. Il n'existe aucun autre droit de faire appel.

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)	Échéance	30 septembre 2025		31 décembre 2024	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	85	—	93	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2032	55	1	59	1
		228	1	240	1

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

15. 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'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	208	311
Débiteurs	840	839
Stocks	213	205
Autres actifs à court terme	100	121
	1 361	1 476
Immobilisations corporelles	49 687	49 904
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	977	865
Placements restreints	1 157	950
Actifs réglementaires	111	53
Écart d'acquisition	463	479
Autres actifs à long terme	98	59
	53 854	53 786
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	174	—
Créditeurs et autres	1 862	1 866
Intérêts courus	212	202
Tranche à court terme de la dette à long terme	583	2 062
	2 831	4 130
Passifs réglementaires	1 474	1 232
Autres passifs à long terme	67	70
Passifs d'impôts reportés	8	7
Dette à long terme	12 799	12 387
	17 179	17 826

EDDV non consolidées

La valeur comptable des EDDV non consolidées 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 2025	31 décembre 2024
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	7 585	7 043
Coastal GasLink	852	1 006
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	159	160
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	2 250	1 877
Coastal GasLink ²	265	265
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	—	2
Risque maximal de perte	11 111	10 353

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 du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité supplémentaire du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 37 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs aux projet Cedar Link.