

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	
	2023	2022	2023	2022
Produits				
Gazoducs – Canada	1 303	1 234	3 829	3 497
Gazoducs – États-Unis	1 473	1 449	4 558	4 295
Gazoducs – Mexique	213	179	625	487
Pipelines de liquides	715	691	1 935	2 051
Énergie et solutions énergétiques	236	246	751	606
	3 940	3 799	11 698	10 936
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	305	322	856	763
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(1 244)	—	(2 100)	—
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 271	1 342	3 544	3 521
Achats de produits de base revendus	178	128	373	429
Impôts fonciers	218	214	667	634
Amortissement	690	653	2 061	1 914
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	—	—	571
	2 357	2 337	6 645	7 069
Charges financières				
Intérêts débiteurs	865	666	2 418	1 866
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(164)	(116)	(443)	(254)
(Gains) pertes de change, montant net	45	277	(231)	317
Intérêts créditeurs et autres	(63)	(35)	(121)	(93)
	683	792	1 623	1 836
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	(39)	992	2 186	2 794
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	97	110	324	479
Reportés	37	12	409	114
	134	122	733	593
Bénéfice net (perte nette)	(173)	870	1 453	2 201
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	1	8	18	28
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	(174)	862	1 435	2 173
Dividendes sur les actions privilégiées	23	21	69	85
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	(197)	841	1 366	2 088
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
De base et dilué	(0,19) \$	0,84 \$	1,33 \$	2,11 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	1 035	1 000	1 028	988
Dilué	1 035	1 000	1 028	989

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	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette)	(173)	870	1 453	2 201
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Écarts de conversion	430	1 510	(63)	1 872
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(13)	(67)	12	(75)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	15	(20)	(3)	(8)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	25	15	66	30
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	—	2	—	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	142	(2)	135	343
	599	1 438	147	2 168
Résultat étendu	426	2 308	1 600	4 369
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	8	16	20	38
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	418	2 292	1 580	4 331
Dividendes sur les actions privilégiées	23	21	69	85
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	395	2 271	1 511	4 246

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	(173)	870	1 453	2 201
Amortissement	690	653	2 061	1 914
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	—	—	571
Impôts reportés	37	12	409	114
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(305)	(322)	(856)	(763)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	1 244	—	2 100	—
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	329	267	927	709
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	3	(11)	(19)	(22)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(103)	(78)	(283)	(176)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	57	241	(255)	337
Provision pour pertes sur créances attendues	(2)	71	(117)	71
Autres	(55)	(69)	3	(95)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	102	67	(15)	(511)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 824	1 701	5 408	4 350
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 042)	(1 837)	(5 945)	(4 608)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(18)	(11)	(122)	(33)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 229)	(746)	(3 246)	(2 380)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	101	250	(11)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(302)	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	1 205	16	2 436
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	95	7	568
Montants reportés et autres	(42)	60	(33)	29
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(3 329)	(1 133)	(9 375)	(3 999)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(2 401)	458	(6 055)	672
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 434	(2)	15 887	2 508
Remboursements sur la dette à long terme	(2 150)	(1 287)	(2 610)	(1 313)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	1 008
Dividendes sur les actions ordinaires	(583)	(885)	(1 822)	(2 623)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(21)	(68)	(84)
Distributions aux participations sans contrôle	(11)	(10)	(47)	(33)
Distributions sur les titres de catégorie C	—	(7)	(42)	(30)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	—	1 742	4	1 900
Actions privilégiées rachetées	—	—	—	(1 000)
Autres	—	6	—	23
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	2 267	(6)	5 247	1 028
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	117	94	70	108
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	879	656	1 350	1 487
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 091	1 504	620	673
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 970	2 160	1 970	2 160

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)		30 septembre 2023	31 décembre 2022
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		1 970	620
Débiteurs		3 564	3 624
Stocks		1 229	936
Autres actifs à court terme		2 857	2 152
		9 620	7 332
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 36 320 \$ et de 34 629 \$, respectivement	80 410	75 940
Investissement net dans des contrats de location		2 388	1 895
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		10 001	9 535
Placements restreints		2 420	2 108
Actifs réglementaires		2 224	1 910
Écart d'acquisition		12 846	12 843
Autres actifs à long terme		2 740	2 785
		122 649	114 348
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer		244	6 262
Créditeurs et autres		6 967	7 149
Dividendes à payer		977	930
Intérêts courus		832	668
Tranche à court terme de la dette à long terme		2 114	1 898
		11 134	16 907
Passifs réglementaires		4 733	4 520
Autres passifs à long terme		1 164	1 017
Passifs d'impôts reportés		8 427	7 648
Dette à long terme		52 731	39 645
Billets subordonnés de rang inférieur		10 497	10 495
		88 686	80 232
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale		30 002	28 995
Émises et en circulation :	30 septembre 2023 – 1 037 millions d'actions 31 décembre 2022 – 1 018 millions d'actions		
Actions privilégiées		2 499	2 499
Surplus d'apport		728	722
Bénéfices non répartis (déficit)		(687)	819
Cumul des autres éléments du résultat étendu		1 100	955
Participations assurant le contrôle		33 642	33 990
Participations sans contrôle		321	126
		33 963	34 116
		122 649	114 348

Engagements, éventualités et garanties (note 15)

Entités à détenteurs de droits variables (note 16)

Événement postérieur à la date de clôture (note 17)

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	
	2023	2022	2023	2022
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	29 627	26 891	28 995	26 716
Actions émises :				
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	375	—	1 003	—
Exercice d'options sur actions	—	2	4	177
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	—	1 754	—	1 754
Solde à la fin de la période	30 002	28 647	30 002	28 647
Actions privilégiées				
Solde au début de la période	2 499	2 499	2 499	3 487
Rachat d'actions	—	—	—	(988)
Solde à la fin de la période	2 499	2 499	2 499	2 499
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	728	717	722	729
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	—	3	6	(9)
Solde à la fin de la période	728	720	728	720
Bénéfices non répartis (déficit)				
Solde au début de la période	476	3 254	819	3 773
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	(174)	862	1 435	2 173
Dividendes sur les actions ordinaires	(966)	(912)	(2 874)	(2 681)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(21)	(67)	(70)
Rachat d'actions privilégiées	—	—	—	(12)
Solde à la fin de la période	(687)	3 183	(687)	3 183
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	508	(706)	955	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	592	1 430	145	2 158
Solde à la fin de la période	1 100	724	1 100	724
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	33 642	35 773	33 642	35 773
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	324	123	126	125
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas	—	—	222	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	1	8	18	28
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	7	8	2	10
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(11)	(9)	(47)	(33)
Solde à la fin de la période	321	130	321	130
Total des capitaux propres	33 963	35 903	33 963	35 903

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 2022, 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 les états financiers consolidés audités de 2022 contenus dans le rapport annuel de 2022 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 2022 compris dans le rapport annuel de 2022 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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

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

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

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés condensés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2022, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

Programme de sortie d'actifs

Dans le cadre de son programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars annoncé en 2022, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (Columbia Gas) et Columbia Gulf Transmission, LLC (Columbia Gulf) le 4 octobre 2023. Dans le cadre du processus menant à la vente, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en date du 30 juin 2023. Se reporter à la note 17 « Événement postérieur à la date de clôture » pour obtenir des précisions sur cette transaction de vente.

L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans l'analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition de la société est classée au niveau 3. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation Columbia, la société a effectué une analyse des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et elle a appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur finale faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable a été réduit à moins de 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables futures

Contrats de location

En mars 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent la comptabilisation des améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'application anticipée étant permise. La société adoptera les directives sur une base prospective à compter du 1^{er} janvier 2024.

3. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 2 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service.

trimestre clos le 30 septembre 2022							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 234	1 449	179	691	246	—	3 799
Produits intersectoriels	—	35	—	—	—	(35) ²	—
	1 234	1 484	179	691	246	(35)	3 799
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	61	39	14	203	—	322
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(450)	(497)	(85)	(201)	(135)	26 ²	(1 342)
Achat de produits de base revendus	—	—	—	(123)	(5)	—	(128)
Impôts fonciers	(76)	(107)	—	(30)	(1)	—	(214)
Amortissement	(304)	(227)	(20)	(83)	(19)	—	(653)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	409	714	113	268	289	(9)	1 784
Intérêts débiteurs							(666)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							116
Gains (pertes) de change, montant net							(277)
Intérêts créditeurs et autres							35
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							992
(Charge) recouvrement d'impôts							(122)
Bénéfice net (perte nette)							870
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(8)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							862
Dividendes sur les actions privilégiées							(21)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							841

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend une provision pour pertes sur créances attendues de 71 millions de dollars relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (non audité - en millions de dollars canadiens)							
	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	3 829	4 558	625	1 935	751	—	11 698
Produits intersectoriels	—	76	—	—	22	(98) ²	—
	3 829	4 634	625	1 935	773	(98)	11 698
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	15	227	52	49	513	—	856
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(1 317)	(1 218)	36	(610)	(459)	24 ²	(3 544)
Achat de produits de base revendus	—	(26)	—	(331)	(16)	—	(373)
Impôts fonciers	(226)	(348)	—	(89)	(4)	—	(667)
Amortissement	(983)	(693)	(67)	(252)	(66)	—	(2 061)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(782)	2 576	646	702	741	(74)	3 809
Intérêts débiteurs							(2 418)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							443
Gains (pertes) de change, montant net							231
Intérêts créditeurs et autres							121
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 186
(Charge) recouvrement d'impôts							(733)
Bénéfice net (perte nette)							1 453
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(18)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 435
Dividendes sur les actions privilégiées							(69)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 366

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 105 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 12 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique.

période de neuf mois close le 30 septembre 2022							
(non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	3 497	4 295	487	2 051	606	—	10 936
Produits intersectoriels	—	103	—	—	12	(115) ²	—
	3 497	4 398	487	2 051	618	(115)	10 936
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	14	199	96	41	385	28 ³	763
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴	(1 246)	(1 320)	(112)	(545)	(397)	99 ²	(3 521)
Achat de produits de base revendus	—	—	—	(414)	(15)	—	(429)
Impôts fonciers	(227)	(316)	—	(88)	(3)	—	(634)
Amortissement	(886)	(655)	(76)	(244)	(53)	—	(1 914)
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	(571)	—	—	—	—	(571)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 152	1 735	395	801	535	12	4 630
Intérêts débiteurs							(1 866)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							254
Gains (pertes) de change, montant net ³							(317)
Intérêts créditeurs et autres							93
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 794
(Charge) recouvrement d'impôts							(593)
Bénéfice net (perte nette)							2 201
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							2 173
Dividendes sur les actions privilégiées							(85)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							2 088

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains (pertes) de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui étaient entièrement compensés au poste « Gains (pertes) de change, montant net » par les gains (pertes) de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'ils ont été remboursés en totalité à l'échéance.

4 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend une provision pour pertes sur créances attendues de 71 millions de dollars relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service.

Total de l'actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Gazoducs – Canada	29 036	27 456
Gazoducs – États-Unis	50 781	50 038
Gazoducs – Mexique	11 552	9 231
Pipelines de liquides	16 355	15 587
Énergie et solutions énergétiques	9 577	8 272
Siège social	5 348	3 764
	122 649	114 348

4. 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 2023 et 2022 :

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

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 7 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

trimestre clos le 30 septembre 2022						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 220	1 072	103	515	—	2 910
Électricité	—	—	—	—	140	140
Stockage de gaz naturel et autres ¹	14	357	21	—	69	461
	1 234	1 429	124	515	209	3 511
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	55	—	—	55
Autres produits ²	—	20	—	176	37	233
	1 234	1 449	179	691	246	3 799

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 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

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

1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 23 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.

2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 91 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2022						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	3 444	3 303	396	1 488	—	8 631
Électricité	—	—	—	—	330	330
Stockage de gaz naturel et autres ¹	53	980	36	3	274	1 346
	3 497	4 283	432	1 491	604	10 307
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	55	—	—	55
Autres produits ²	—	12	—	560	2	574
	3 497	4 295	487	2 051	606	10 936

1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 53 millions de dollars tirés des 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 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 90 millions de dollars.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 543	1 907	Débiteurs
Actifs sur contrats	211	155	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	455	355	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	89	62	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	10	32	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, des produits de 56 millions de dollars (43 millions de dollars en 2022) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture 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 2023, 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 22,4 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 1,9 milliard de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2023.

5. COASTAL GASLINK

Convention de prêt subordonné

Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP s'élevait à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2022 et a été porté à 3,4 milliards de dollars au 30 septembre 2023 en raison des attentes de la société quant à ses besoins de financement attendus.

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

Les montants prélevés sur ce prêt postérieurement à la conclusion des ententes modifiées en juillet 2022 sont considérés comme des apports de capitaux propres de fait et sont présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie de la société. Les remboursements de capital et d'intérêts sur ce prêt, lesquels devraient être financés surtout par TC Énergie, seront comptabilisés comme une distribution à la société provenant de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation une fois qu'ils seront reçus.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, un montant de 2 020 millions de dollars a été prélevé sur ce prêt et un montant de 250 millions de dollars a été remboursé.

En octobre 2023, un montant additionnel de 125 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné et ce montant sera soumis à un test de dépréciation au cours de périodes futures de présentation de l'information financière, tout comme les prélèvements futurs sur ce prêt.

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

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné seront principalement fournis par TC Énergie, la société a effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable au 30 septembre 2023 et qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable. Par conséquent, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, une charge de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars (1 179 millions de dollars après impôts) et de 2 100 millions de dollars (2 017 millions de dollars après impôts), respectivement, a été comptabilisée au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada, ramenant ainsi à zéro la valeur comptable de la participation dans Coastal GasLink LP et du prêt à une société liée au 30 septembre 2023. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 2 020 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans conforme à l'évaluation de la juste valeur effectuée par la société en date du 31 décembre 2022. Se reporter aux états financiers consolidés de 2022 de TC Énergie pour un complément d'information.

La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP et l'ampleur de toute charge de dépréciation future, le cas échéant, dépendra de l'issue de l'évaluation effectuée à la date de clôture visée.

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2023 et 2022 ont été de 34 % et de 21 %, respectivement. L'augmentation du taux d'imposition effectif est surtout imputable aux pertes en capital non imposables latentes découlant de la dépréciation de la participation de TC Énergie de Coastal GasLink LP, ce qui a été en partie compensé par le règlement d'avis de cotisation au Mexique et par la partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes qui était non déductible aux fins des impôts en 2022.

7. PROVISION ENVIRONNEMENTALE LIÉE À KEYSTONE

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2022, la société a comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Le coût estimatif de cet incident a été ajusté à 794 millions de dollars en date du 30 juin 2023, à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris, et il n'avait pas varié de ce montant en date du 30 septembre 2023. La détermination du montant reflète certaines hypothèses et, par conséquent, il est raisonnablement possible que la société engage d'autres coûts. Si des coûts devaient être engagés en sus des montants comptabilisés, ils seront évalués en fonction des polices d'assurance existantes de la société. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les montants versés relatifs au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 584 millions de dollars (néant en 2022). Le solde résiduel figurant aux postes « Crédoiteurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé condensé de la société se chiffrait à 216 millions de dollars et à 8 millions de dollars, respectivement, au 30 septembre 2023 (650 millions de dollars et néant, respectivement, au 31 décembre 2022).

Au 30 septembre 2023, le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à de 337 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 33 millions de dollars (410 millions de dollars et 240 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2022) et il englobait un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 qui devrait être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé dans les intérêts crédoiteurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la société a reçu un montant de 396 millions de dollars (néant en 2022) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. Des activités de remise en état sont en cours et devraient se poursuivre en 2024.

8. BILLETS À PAYER ET DETTE À LONG TERME

Billets à payer

Le 25 août 2023, TransCanada PipeLines Limited (TCPL) a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,5 milliard de dollars de 364 jours, portant intérêt à un taux variable, qui avait été contracté en novembre 2022.

Le 31 août 2023, Columbia Pipelines Holdings Company LLC a obtenu une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 1,0 milliard de dollars US qui arrive à échéance en août 2026. Au 30 septembre 2023, la capacité inutilisée se chiffrait à 1,0 milliard de dollars US.

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 2023 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					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	400	Variable
Columbia Pipelines Operating Company LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
Columbia Pipelines Holding Company LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable
Gas Transmission Northwest LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %

1 Cet emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.

3 Le 4 octobre 2023, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Il y a lieu de se reporter à la note 17 « Événement postérieur à la date de clôture » pour un complément d'information.

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 2023 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				
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
Nova Gas Transmission Ltd.				
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	120 US	Variable

1 Au deuxième trimestre de 2023, la société a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1 024 millions de dollars US qui a été entièrement prélevé. L'emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Le 16 octobre 2023, TCPL a procédé au remboursement de 625 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis portant intérêt au taux fixe de 3,75 %.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 53 millions de dollars et de 125 millions de dollars, respectivement (5 millions de dollars et 11 millions de dollars, respectivement, en 2022) en lien avec des projets d'investissement.

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	
	2023	2022	2023	2022
par action ordinaire	0,93	0,90	2,79	2,70
par action privilégiée de série 1	0,22	0,22	0,65	0,65
par action privilégiée de série 2	0,40	0,21	1,19	0,50
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11	0,32	0,32
par action privilégiée de série 4	0,36	0,17	1,07	0,38
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,37	0,37
par action privilégiée de série 6	0,41	0,23	1,14	0,48
par action privilégiée de série 7	0,24	0,24	0,73	0,73
par action privilégiée de série 9	0,24	0,24	0,71	0,71
par action privilégiée de série 11	0,21	0,21	0,42	0,42
par action privilégiée de série 15	—	—	—	0,31

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

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

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

trimestre clos le 30 septembre 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Écarts de conversion	1 430	80	1 510
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(89)	22	(67)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(23)	3	(20)
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	2	15
Reclassement dans le bénéfice net de (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	3	(1)	2
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4)	2	(2)
Autres éléments du résultat étendu	1 330	108	1 438

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

période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Écarts de conversion	1 770	102	1 872
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(100)	25	(75)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(6)	(2)	(8)
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	37	(7)	30
Reclassement dans le bénéfice net de (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	(2)	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	455	(112)	343
Autres éléments du résultat étendu	2 164	4	2 168

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composantes, déduction faite des impôts, sont les suivantes :

trimestre clos le 30 septembre 2023 (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 2023	(22)	(86)	(44)	660	508
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ¹	410	15	—	147	572
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	25	—	(5)	20
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	410	40	—	142	592
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2023	388	(46)	(44)	802	1 100

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite des gains liés à une participation sans contrôle de 7 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023					
(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 2023	441	(109)	(44)	667	955
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ¹	(53)	(3)	—	148	92
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ²	—	66	—	(13)	53
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(53)	63	—	135	145
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2023	388	(46)	(44)	802	1 100

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite des gains liés à une participation sans contrôle de 2 millions de dollars.
- 2 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 18 millions de dollars (14 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2023. 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.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf mois		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	30 septembre		clos les	30 septembre	
	2023	2022	2023	2022	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	(29)	(10)	(77)	(24)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(9)	(13)	Intérêts débiteurs
	(32)	(13)	(86)	(37)	Total avant les impôts
	7	(2)	20	7	(Charge) recouvrement d'impôts
	(25)	(15)	(66)	(30)	Déduction faite des impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	(3)	—	(8)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	1	—	2	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	(2)	—	(6)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	1	17	3	Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	(1)	(4)	(1)	(Charge) recouvrement d'impôts
	5	—	13	2	Déduction faite des 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. 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

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus ¹	23	36	1	2	69	108	2	4
Autres composantes du coût net des prestations ¹								
Coût financier	39	32	4	4	118	94	12	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(59)	(59)	(4)	(3)	(176)	(178)	(12)	(10)
Amortissement des (gains actuariels) pertes actuarielles	—	3	—	—	—	8	—	1
Amortissement de l'actif réglementaire	—	3	—	—	—	9	—	1
	(20)	(21)	—	1	(58)	(67)	—	2
Coût net des prestations	3	15	1	3	11	41	2	6

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les 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, sur sa valeur actionnariale.

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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 2022 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 sur créances et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

La société a comptabilisé un recouvrement de 2 millions de dollars et de 105 millions de dollars respectivement afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (charge de 71 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement, en 2022) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de néant et de 12 millions de dollars, respectivement (néant et néant, respectivement, en 2022) afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 30 septembre 2023, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 46 millions de dollars (149 millions de dollars au 31 décembre 2022) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 1 million de dollars (14 millions de dollars au 31 décembre 2022) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie publiée par un tiers. Les probabilités de défaut ont connu une forte volatilité au cours du premier semestre de 2023, ce qui, conjointement avec la taille et les modalités de l'investissement de la société dans des contrats de location, a donné lieu à des variations importantes de cette provision au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023. L'investissement net de la société dans des contrats de location au 30 septembre 2023 comprenait le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes, qui a été mis en service en août 2023.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances significative au 30 septembre 2023 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. La société n'avait aucune exposition directe aux banques régionales américaines ayant fait faillite au début de 2023. Toutefois, elle continue de surveiller les répercussions potentielles que ces faillites pourraient avoir sur son portefeuille de contreparties du secteur financier.

Investissement net dans des établissements étrangers

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2023		31 décembre 2022	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2023 à 2024)	(2)	1 600 US	(22)	3 600 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2023 à 2025)	(7)	300 US	(5)	300 US
	(9)	1 900 US	(27)	3 900 US

1 La juste valeur correspond à la valeur comptable.

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Montant nominal	31 100 (23 000 US)	32 500 (24 000 US)
Juste valeur	28 300 (20 900 US)	30 800 (22 700 US)

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs à court terme, les placements restreints, l'investissement net dans des contrats de location, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Ces instruments sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs, exception faite des titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1.

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 2023		31 décembre 2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2}	(54 845)	(51 194)	(41 543)	(39 505)
Billets subordonnés de rang inférieur	(10 497)	(9 106)	(10 495)	(9 415)
	(65 342)	(60 300)	(52 038)	(48 920)

1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 1,8 milliard de dollars US (1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.

2 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comprend des gains latents de 86 millions de dollars et de 99 millions de dollars, respectivement (gains latents de 73 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement, en 2022) 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 sur la dette à long terme d'un montant de 1,8 milliard de dollars US au 30 septembre 2023 (1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022). Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023		31 décembre 2022	
	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	1	36	—	54
Échéant entre 1 an et 5 ans	12	246	—	106
Échéant entre 5 et 10 ans	1 233	—	1 153	—
Échéant à plus de 10 ans	76	—	77	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	814	—	749	—
	2 136	282	1 979	160

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023		30 septembre 2022	
	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 (pertes) net(te)s latent(e)s				
du trimestre clos	(87)	(3)	—	(2)
de la période de neuf mois close	8	1	(300)	(8)
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s ³				
du trimestre clos	(1)	—	(10)	—
de la période de neuf mois close	(18)	—	(26)	—

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

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	5	—	—	1 273	1 278
Change	—	—	2	33	35
	5	—	2	1 306	1 313
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	5	—	—	134	139
Change	—	—	—	13	13
	5	—	—	147	152
Total des actifs dérivés	10	—	2	1 453	1 465
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(11)	—	—	(1 189)	(1 200)
Change	—	—	(8)	(54)	(62)
Taux d'intérêt	—	(34)	—	—	(34)
	(11)	(34)	(8)	(1 243)	(1 296)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(105)	(105)
Change	—	—	(3)	(5)	(8)
Taux d'intérêt	—	(129)	—	—	(129)
	—	(129)	(3)	(110)	(242)
Total des passifs dérivés	(11)	(163)	(11)	(1 353)	(1 538)
Total des dérivés	(1)	(163)	(9)	100	(73)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

au 31 décembre 2022					
(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	—	—	—	597	597
Change	—	—	6	11	17
	—	—	6	608	614
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	62	62
Change	—	—	2	15	17
Taux d'intérêt	—	12	—	—	12
	—	12	2	77	91
Total des actifs dérivés	—	12	8	685	705
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(72)	—	—	(584)	(656)
Change	—	—	(31)	(158)	(189)
Taux d'intérêt	—	(26)	—	—	(26)
	(72)	(26)	(31)	(742)	(871)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(2)	—	—	(75)	(77)
Change	—	—	(4)	(20)	(24)
Taux d'intérêt	—	(50)	—	—	(50)
	(2)	(50)	(4)	(95)	(151)
Total des passifs dérivés	(74)	(76)	(35)	(837)	(1 022)
Total des dérivés	(74)	(64)	(27)	(152)	(317)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur ¹	
	30 septembre 2023	31 décembre 2022	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Dette à long terme	(2 273)	(2 101)	163	64

1 Au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

au 30 septembre 2023						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ^{1,2}	8 550	73	2	125	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	5 622	1 800
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	19 000	—
Dates d'échéance	2023-2044	2023-2029	2023-2024	2023	2023-2026	2030-2034

- 1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel, aux liquides et aux crédits d'émission sont présentés en GWh, en Gpi³, en millions de barils et en milliers de tonnes métriques de CO₂ respectivement.
- 2 En 2023, la société a conclu des contrats en visant la vente de 50 MW d'électricité à compter de 2025, dont la durée varie de 15 à 20 ans, provenant de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta.

au 31 décembre 2022						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt	
Ventes (achats), montant net ¹	673	(96)	11	—	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	5 997	1 600	—
Millions de pesos mexicains	—	—	—	9 747	—	—
Dates d'échéance	2023-2026	2023-2027	2023-2024	2023-2026	2030-2032	—

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

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

Produits de base	(17)	42	113	(16)
Change	(40)	(283)	142	(321)

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

Produits de base	249	165	579	561
Change	(29)	(1)	110	27

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

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

Produits de base	(8)	(21)	(20)	(39)
Taux d'intérêt	(13)	2	(29)	—

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

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 les impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	18	(23)	(5)	(42)
Taux d'intérêt	—	—	—	36
	18	(23)	(5)	(6)

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	
	2023	2022	2023	2022
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(24)	(10)	(70)	(12)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(13)	1	(29)	2
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	(29)	(10)	(77)	(24)
Taux d'intérêt ¹	(3)	(3)	(9)	(13)

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

2 Il y a lieu de se reporter à la note 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 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques 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 2023			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 417	(1 172)	245
Change	48	(34)	14
	1 465	(1 206)	259
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 305)	1 172	(133)
Change	(70)	34	(36)
Taux d'intérêt	(163)	—	(163)
	(1 538)	1 206	(332)

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

au 31 décembre 2022			
(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	659	(591)	68
Change	34	(33)	1
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	705	(628)	77
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(733)	591	(142)
Change	(213)	33	(180)
Taux d'intérêt	(76)	4	(72)
	(1 022)	628	(394)

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 2023, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 133 millions de dollars et des lettres de crédit de 96 millions de dollars (respectivement de 138 millions de dollars et de 68 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 30 septembre 2023, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 31 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 10 millions de dollars au 31 décembre 2022).

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 2023, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 4 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2022), 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 2023, 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 2023				
(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	1 159	245	13	1 417
Change	—	48	—	48
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 080)	(201)	(24)	(1 305)
Change	—	(70)	—	(70)
Taux d'intérêt	—	(163)	—	(163)
	79	(141)	(11)	(73)

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 2023.

En 2023, la société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débiteront en 2025, qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront de sources renouvelables déterminées dans la province d'Alberta. La juste valeur de ces contrats est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs et elle est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les volumes visés par les contrats proviendront environ à 80 % de la production éolienne, à 10 % de la production solaire et à 10 % du marché.

au 31 décembre 2022				
(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	515	142	2	659
Change	—	34	—	34
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(478)	(242)	(13)	(733)
Change	—	(213)	—	(213)
Taux d'intérêt	—	(76)	—	(76)
	37	(343)	(11)	(317)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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	
	2023	2022	2023	2022
Solde au début de la période	(16)	(15)	(11)	(6)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	6	(3)	1	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	1	(1)	—	(2)
Transferts vers le niveau 2	(2)	2	(1)	2
Règlements	—	1	—	1
Solde à la fin de la période¹	(11)	(16)	(11)	(16)

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les produits comprenaient des gains latents de 6 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2023 (pertes latentes de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars, respectivement, en 2022).

13. ACQUISITIONS

Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, TC Énergie a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW (« Fluvanna ») situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, la société a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW (« Blue Cloud ») situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Les actifs Fluvanna et Blue Cloud comportent des investisseurs en avantages fiscaux qui détiennent 100 % des participations de catégorie A et auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué.

TC Énergie a déterminé qu'elle détient une participation financière conférant le contrôle dans les deux projets et elle a consolidé les entités acquises en tant qu'entités comportant droit de vote. La participation des investisseurs en avantages fiscaux a été comptabilisée à titre de participations sans contrôle d'une juste valeur estimée de 106 millions de dollars (80 millions de dollars US) pour Fluvanna et de 116 millions de dollars (87 millions de dollars US) pour Blue Cloud. Ces transactions sont comptabilisées comme des acquisitions d'actifs et, par conséquent, elle n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'un écart d'acquisition.

TC Énergie a déterminé que le recours à la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, qui permet de répartir le bénéfice entre la société et les investisseurs en avantages fiscaux, était appropriée étant donné que le bénéfice, les attributs fiscaux et les flux de trésorerie générés par Fluvanna et par Blue Cloud sont répartis entre les détenteurs de participations de catégories A et B sur une base autre que le pourcentage de participation. La société calcule le bénéfice qu'elle tire de ces projets par application de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, selon la façon dont les projets répartiraient et distribueraient leur trésorerie si les actifs nets étaient vendus à leur valeur comptable à la date de présentation de l'information financière aux termes des dispositions des conventions d'avantages fiscaux.

14. SCISSION PROPOSÉE

Scission proposée des activités liées aux pipelines de liquides

Le 27 juillet 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « transaction ») et, le 8 novembre 2023, la société a indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation. La transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie. En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la transaction est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. TC Énergie prévoit que la transaction sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la transaction proposée, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow Corporation. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow Corporation devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la transaction proposée.

Pour le trimestre et la période neuf mois clos le 30 septembre 2023, la société a engagé des coûts de scission avant impôts de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts) à l'égard de la transaction, ce qui comprend des coûts de scission afférents aux employés, des honoraires juridiques, des honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que d'autres honoraires de consultation.

15. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,3 milliard de dollars au 30 septembre 2023 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2022, en raison de la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités, ce qui a été compensé en partie par de nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction du gazoduc Southeast Gateway et d'autres projets d'investissement.

Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites dans le cours normal des activités, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

Le 30 juin 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision à l'encontre de TC Énergie et d'autres défendeurs cités dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« Columbia ») relativement à l'acquisition de Columbia par TC Énergie en juillet 2016. Le tribunal a déterminé que le chef de la direction et le chef des finances de Columbia d'alors ont manqué à leurs obligations fiduciaires et ont omis de faire des déclarations importantes et que TC Énergie était au courant et a tiré profit de ces manquements. Le tribunal a accordé aux actionnaires des dommages-intérêts de 1 \$ US par action. Le montant définitif des dommages-intérêts reste à déterminer, mais il devrait être de l'ordre de 400 millions de dollars US, auquel s'ajouteront les intérêts au taux prévu par la loi. L'obligation à l'égard de ces dommages-intérêts reviendra aux anciens hauts-dirigeants de Columbia et à TC Énergie aux termes d'une procédure ultérieure devant le tribunal qui déterminera la responsabilité proportionnelle et tiendra compte du règlement précédent. Tant que cette répartition n'est pas établie, le montant dont la responsabilité reviendra à TC Énergie ne peut être raisonnablement estimé. Par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 septembre 2023.

La responsabilité à l'égard du montant total des dommages-intérêts n'incombera pas à TC Énergie. Toutefois, sa quote-part ne sera connue que lorsque l'audience sur la répartition de la responsabilité aura pris fin. La société est en profond désaccord avec la décision et elle prévoit faire appel une fois que le jugement final aura été rendu et que la répartition aura été établie. À la suite d'une action intentée en 2016 relativement aux droits d'évaluation, le même tribunal avait auparavant confirmé que le montant de 25,50 \$ US par action qu'a payé TC Énergie aux actionnaires de Columbia représentait la juste valeur.

Garanties

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

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)		30 septembre 2023		31 décembre 2022	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	100	—	100	—
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	80	3	81	3
		268	3	269	3

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

16. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	47	60
Débiteurs	79	98
Stocks	34	32
Autres actifs à court terme	11	14
	171	204
Immobilisations corporelles	4 142	3 997
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	703	748
Actifs réglementaires	7	—
Écart d'acquisition	450	449
	5 473	5 398
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	203	234
Intérêts courus	23	18
Tranche à court terme de la dette à long terme	72	31
	298	283
Passifs réglementaires	84	78
Autres passifs à long terme	9	1
Passifs d'impôts reportés	16	16
Dette à long terme	2 133	2 136
	2 540	2 514

EDDV non consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 274	5 783
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 124	1 148
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 728	2 025
Coastal GasLink ²	1 355	3 300
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
Risque maximal de perte	10 539	12 314

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 du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts du projet. Au 30 septembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (1 262 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, un montant de 2 020 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 1 355 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

17. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf

Le 4 octobre 2023, TC Énergie a mené à terme la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (GIP) pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Columbia Gas et Columbia Gulf sont détenues par une entité nouvellement constituée en partenariat avec GIP. Avant la clôture de la vente, Columbia Pipelines Operating Company LLC et Columbia Pipelines Holding Company LLC ont émis, le 8 août 2023, des titres d'emprunt de premier rang non garantis à long terme de 4,6 milliards de dollars US et de 1,0 milliard de dollars US, respectivement, dont la totalité du produit a été versée à TCPL. Le produit net de ces placements a été affecté au remboursement des dettes intersociétés à l'égard de TC Énergie ainsi qu'à la réduction de la dette. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Billets à payer et dette à long terme » pour un complément d'information.

La société détient toujours une participation donnant le contrôle dans Columbia Gas et Columbia Gulf et elle demeure l'exploitant de ces gazoducs. TC Énergie et GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne, des financements par emprunt par les entités de Columbia ou d'apports proportionnels de leur part.