

TC Énergie présente de solides résultats pour le troisième trimestre de 2022 Perspectives pour 2022 à la hausse grâce à la solide performance de notre portefeuille en Amérique du Nord

CALGARY (Alberta) – Le 9 novembre 2022 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le troisième trimestre, qui continuent d'afficher une solide performance. « Notre portefeuille continue de faire preuve de résilience malgré les turbulences économiques pesant sur l'ensemble des marchés », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « La demande à l'égard de nos services dans notre portefeuille nord-américain demeure élevée et nous continuons d'enregistrer de fortes utilisations, disponibilité et performance globale des actifs. Le BAIIA comparable¹ a augmenté de 10 % et le bénéfice sectoriel s'est accru de 16 % en regard du troisième trimestre de 2021. Par conséquent, nous avons rehaussé nos perspectives à l'égard du BAIIA comparable pour 2022, qui devrait désormais être supérieur de 4 % à celui de 2021. »

« De nombreuses occasions s'offrent à nous grâce à notre portefeuille de 34 milliards de dollars de projets d'investissement garantis et approuvés, qui viendront soutenir la croissance durable à long terme du BAIIA comparable ainsi qu'un taux de croissance annuel de 3 % à 5 % des dividendes attendus. Parallèlement à la progression des flux de trésorerie, la rotation du capital sera accélérée afin de financer les occasions de croissance rentables, d'accélérer l'atteinte de nos objectifs de réduction de la dette et de dégager de la valeur additionnelle pour nos actionnaires. »

Points saillants

(Tous les montants sont non audités et en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Les perspectives révisées à l'égard du BAIIA comparable pour 2022 sont supérieures à celui de 2021, le taux de croissance attendue d'un exercice à l'autre étant d'environ 4 %. Le résultat comparable par action ordinaire¹ de 2022 devrait être comparable à celui de 2021.
- Les résultats du troisième trimestre 2022 ont été soutenus par la forte utilisation, les activités sécuritaires et la disponibilité de nos actifs au cours des périodes de forte demande. Le besoin continu de sécurité énergétique a remis au premier plan le rôle à long terme que, à notre avis, notre infrastructure jouera pour répondre de manière responsable à la demande énergétique croissante en Amérique du Nord :
 - le projet Louisiana Xpress a été mis en service graduellement au cours du trimestre et a fait passer notre part du marché des volumes d'exportation provenant des installations de GNL aux États-Unis appartenant à des tiers de 25 % à près de 30 %;
 - les livraisons totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 12,4 Gpi³/j, en hausse de 4 % par rapport au troisième trimestre de 2021;
 - le secteur des gazoducs aux États-Unis a généré des débits moyens de 25,8 Gpi³/j, en hausse de 6 % par rapport au troisième trimestre de 2021;
 - Bruce Power a fourni de l'énergie à faibles émissions à hauteur de 95 % de sa capacité disponible au cours du troisième trimestre de 2022;

¹ Le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables et le BAIIA comparable sont des mesures non conformes aux PCGR utilisées tout au long du présent communiqué de presse. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le bénéfice net par action ordinaire, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation et le bénéfice sectoriel sont respectivement les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

- le réseau d'oléoducs Keystone a dégagé un mois record en septembre en acheminant de manière sécuritaire environ 640 000 b/j, grâce à la commercialisation de contrats ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 représentant 10 000 b/j supplémentaires.
- Résultats financiers du troisième trimestre de 2022 :
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 0,8 milliard de dollars (0,84 \$ par action ordinaire), comparativement à un bénéfice net de 0,8 milliard de dollars (0,80 \$ par action ordinaire) en 2021. Résultat comparable¹ de 1,1 milliard de dollars (1,07 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,0 milliard de dollars (0,99 \$ par action ordinaire) en 2021.
 - Bénéfice sectoriel de 1,8 milliard de dollars, contre un bénéfice sectoriel de 1,5 milliard de dollars en 2021, et BAIIA comparable de 2,5 milliards de dollars, contre 2,2 milliards de dollars en 2021.
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,7 milliard de dollars, ce qui est comparable aux résultats affichés en 2021, et fonds provenant de l'exploitation comparables¹ de 1,6 milliard de dollars, ce qui est comparable aux résultats de 2021.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,90 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2022.
- Taux de participation des actionnaires ordinaires au régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») d'environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 342 millions de dollars en actions ordinaires provenant des dividendes déclarés le 27 juillet 2022 et payés le 31 octobre 2022.
- Poursuite de notre programme de projets d'investissement garantis de 34 milliards de dollars, dont des investissements de 2,6 milliards de dollars au troisième trimestre de 2022.
- Mise en service commerciale des projets Louisiana Xpress, Elwood Power et Wisconsin Access, ce qui a accru la capacité de gaz naturel aux États-Unis d'environ 1 Gpi³/j.
- Approbation du projet Gillis Access de 0,4 milliard de dollars US, soit un système collecteur de 1,5 Gpi³/j qui raccordera l'approvisionnement en croissance provenant du bassin Haynesville avec les marchés de la Louisiane, y compris le marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide. La mise en service du projet devrait avoir lieu en 2024.
- Approbation du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») de 0,6 milliard de dollars en novembre 2022. Ce projet utilisera la compression électrique non émettrice pour raccorder l'approvisionnement transporté vers les principaux marchés de demande à notre réseau de NGTL, avec mise en service prévue en 2026.
- Signature d'ententes définitives avec LNG Canada en juillet 2022, qui ont permis d'aborder et de régler des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink.
- Établissement d'une alliance stratégique avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») en août 2022 visant l'achèvement et l'aménagement d'infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique :
 - mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc de Tula au cours du troisième trimestre de 2022;
 - décision d'investissement finale d'entreprendre la construction du gazoduc Southeast Gateway de 4,5 milliards de dollars US, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025.
- Émission de titres de capitaux propres ordinaires pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars en août 2022 afin de financer le coût lié à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

¹ Le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables et le BAIIA comparable sont des mesures non conformes aux PCGR utilisées tout au long du présent communiqué de presse. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le bénéfice net par action ordinaire, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation et le bénéfice sectoriel sont respectivement les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

Rapport de 2022 sur la durabilité, mise à jour de la fiche technique sur les facteurs ESG et du plan d'action en matière de réconciliation et autres faits saillants de la transition énergétique

- Réaffirmation de notre engagement envers des cibles clés et progrès démontrés :
 - dépassement de la cible d'équité des genres siégeant au conseil (38 % en 2022);
 - hausse du nombre de femmes et de représentants des minorités visibles occupant des postes de leadership;
 - atteinte de la cible annuelle de remise en état de 100 % des milieux sensibles touchés par des projets d'investissement.
- Mise sur pied d'un conseil consultatif autochtone, qui conseillera directement la haute direction sur les questions autochtones.
- Signature avec 16 communautés autochtones établies le long du corridor du projet Coastal GasLink d'une entente visant une option de participation de 10 %.
- Poursuite de l'objectif de réduire de 30 % l'intensité des émissions d'ici 2030 et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 :
 - atteinte d'un jalon clé à l'obtention de la part d'un tiers indépendant d'une assurance limitée à l'égard de nos émissions de GES de types 1 et 2 en 2021 et de nos données en matière d'intensité des émissions.
- Maintien des investissements dans la décarbonation et les solutions énergétiques sans émissions :
 - amélioration de notre stratégie d'énergie renouvelable grâce à l'approbation du projet solaire de Saddlebrook et du projet de carburants renouvelables de Lynchburg;
 - progression de partenariats stratégiques dans des technologies émergentes telles que le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (« CUSC ») avec Pembina Pipeline Corporation afin de développer conjointement le réseau carbone de l'Alberta (« ACG »), et développement de carrefours de production d'hydrogène avec Hyzon Motors Inc. et Nikola Corporation et d'un carrefour de gaz naturel renouvelable (« GNR ») avec GreenGas USA;
 - progression de projets de décarbonation devant réduire l'intensité de nos émissions globales, notamment les projets VNBR, Gillis Access, Wisconsin Access, Elwood Power ainsi que VR et WR.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice				
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$
Bénéfice sectoriel				
Gazoducs – Canada	409	343	1 152	1 060
Gazoducs – États-Unis	714	692	1 735	2 253
Gazoducs – Mexique	113	144	395	434
Pipelines de liquides	268	285	801	(1 973)
Énergie et stockage	289	116	535	437
Siège social	(9)	(36)	12	(40)
Total du bénéfice sectoriel	1 784	1 544	4 630	2 171
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	713	631	2 038	2 001
Gazoducs – États-Unis	926	890	2 948	2 824
Gazoducs – Mexique	204	171	542	515
Pipelines de liquides	332	387	1 002	1 146
Énergie et stockage	295	166	704	501
Siège social	(9)	(7)	(16)	(14)
BAIIA comparable	2 461	2 238	7 218	6 973
Amortissement	(653)	(610)	(1 914)	(1 888)
Intérêts débiteurs inclus dans les résultats comparables	(666)	(596)	(1 866)	(1 743)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	41	91	125	341
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(202)	(195)	(554)	(573)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 701	1 712	4 350	5 089
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 637	1 556	5 068	5 333
Dépenses d'investissement ¹	2 583	1 687	5 789	5 011
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,90 \$	0,87 \$	2,70 \$	2,61 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 000	979	988	970
– émises et en circulation à la fin de la période	1 012	979	1 012	979

1 Comprennent les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Message du chef de la direction

Au cours du troisième trimestre de 2022, nous avons continué de démontrer la résilience de nos activités face à l'inflation à la hausse, à la montée des taux d'intérêt et à la volatilité des prix des produits de base. Comme nous l'avons prouvé à travers de nombreux cycles économiques au cours des deux dernières décennies, la demande pour nos services demeure élevée et elle est largement protégée contre la volatilité car environ 95 % de nos activités sont soit à tarifs réglementés, soit étayées par des contrats à long terme. En conséquence, notre BAIIA comparable a été supérieur de 10 % à celui de 2021 et nous avons rehaussé nos perspectives pour le BAIIA comparable de 2022. En mettant à profit la synergie que permet notre envergure, nous continuons de développer des solutions pour acheminer, produire et stocker l'énergie dont l'Amérique du Nord a besoin, de façon sécuritaire et de plus en plus durable.

Nous prévoyons que notre programme de projets d'investissement garantis et entièrement approuvés permettra d'atteindre un taux de croissance annuel composé du BAIIA comparable de 6 % pour la période 2021-2026, ce qui viendra soutenir la croissance annuelle attendue des dividendes de 3 % à 5 %, le financement des engagements au titre des dépenses en immobilisations et la réduction des mesures globales d'endettement. Notre programme de projets d'investissement approuvés sera financé au moyen des flux de trésorerie à la hausse, de titres de créance à long terme et de titres hybrides supplémentaires, de papier commercial et de notre RRD, qui devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023. Selon nos perspectives actuelles, sans produit tiré de la vente d'actifs, nous prévoyons atteindre notre objectif de réduction de la dette d'ici 2026.

Comme de nombreuses occasions s'offrent à nous, nous prévoyons continuer d'approuver des projets de croissance de grande qualité. La rotation du capital permettra de financer ces occasions génératrices de valeur et d'accélérer l'atteinte de notre objectif de réduction de la dette de 2026. Nous avons l'intention de mettre en œuvre le programme de désinvestissement jusqu'en 2023 et les produits attendus devraient dépasser les 5 milliards de dollars au moyen de la vente potentielle d'actifs particuliers ou de participations minoritaires. Nous tiendrons compte de nombreux facteurs lorsque nous déterminerons comment s'effectuera cette rotation du capital, y compris les évaluations, les conséquences pro forma sur les résultats par action et les paramètres de la dette, la migration du portefeuille à long terme, la simplicité de notre structure d'entreprise et les incidences sur notre capacité d'atteindre nos objectifs en matière de durabilité. Toute conséquence potentielle sur notre croissance jusqu'en 2026 dépendra du produit tiré des actifs liquidés et du calendrier connexe, ainsi que de l'apport des projets n'ayant pas encore été approuvés. Toutefois, la souplesse financière additionnelle découlant de ce processus viendra rehausser notre positionnement stratégique et permettra de dégager de la valeur pour les actionnaires à moyen terme et à long terme. Nous prévoyons que ces facteurs contribueront à la réalisation de nos prévisions de croissance des dividendes de 3 % à 5 % par année.

Notre programme de projets d'investissement garantis unique dans le secteur atteint désormais 34 milliards de dollars et nous prévoyons approuver environ 5 milliards de dollars de projets par an tout au long de la décennie. Nous avons ajouté le projet Gillis Access de 0,4 milliard de dollars US, soit un système collecteur de 1,5 Gpi3/j qui raccordera l'approvisionnement en croissance provenant du bassin Haynesville avec les marchés de la Louisiane, y compris le marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide. La mise en service du projet devrait avoir lieu en 2024. En outre, nous avons approuvé le projet VNBR de 0,6 milliard de dollars faisant partie de notre réseau de NGTL, qui utilisera la compression électrique non émettrice pour assurer la connectivité entre l'approvisionnement transporté du BSOC et les principaux marchés de demande. Fait important, notre programme de projets d'investissement garantis s'appuie en grande partie sur des contrats à long terme, des contrats d'achat ferme ou des modèles d'exploitation à tarifs réglementés, ce qui soutient la résilience et la croissance durable de notre BAIIA futur.

En outre, nous avons conclu une alliance stratégique novatrice avec la CFE, au Mexique, visant l'aménagement conjoint du gazoduc Southeast Gateway de 4,5 milliards de dollars US. Cette entente illustre une fois de plus comment nous mettons à profit notre stratégie diversifiée en Amérique du Nord visant à offrir des solutions énergétiques dans l'ensemble de notre vaste réseau. Une fois entré en service à la mi-2025, le gazoduc Southeast Gateway devrait profiter à des millions de personnes en leur offrant un accès accru à de l'énergie propre, fiable et abordable. Afin de soutenir l'exécution de ce projet générateur de valeur, nous avons émis des titres de capitaux propres ordinaires de 1,8 milliard de dollars afin d'étayer notre plan de financement prospectif. En outre, nous avons réglé des procédures d'arbitrage internationales avec la CFE visant les projets de gazoducs de Villa de Reyes et de Tula, ce qui nous permettra de tirer un rendement total sur ceux-ci ainsi que sur tous les capitaux déjà investis.

Dans l'avenir, nous continuerons de mettre l'accent sur la sécurité, l'excellence opérationnelle et la mise en valeur de notre portefeuille de croissance figurant parmi les plus importants du secteur. Nous avons l'intention d'élargir, d'étendre et de moderniser notre réseau de gazoducs existant tout en réduisant l'intensité de nos émissions de GES et en fournissant à la clientèle des solutions énergétiques à faibles émissions de carbone adaptées à ses besoins. Notre stratégie cohérente a démontré sa résilience à travers de nombreux cycles économiques en nous permettant d'afficher 22 années consécutives de croissance des dividendes et nous demeurons persuadés que nous serons en mesure de poursuivre sur cette lancée.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

- Le BAIIA comparable de 2022 devrait être supérieur à celui de 2021 et le résultat comparable par action ordinaire pour 2022 devrait être semblable à celui de 2021. Nous continuons de surveiller l'incidence que pourraient avoir sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action pour 2022 les changements qui touchent les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que la COVID-19.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

- Le total de nos dépenses en immobilisations prévues pour 2022 devrait maintenant s'établir à environ 9,5 milliards de dollars. L'augmentation par rapport au montant indiqué dans le rapport annuel de 2021 est principalement attribuable aux versements pour 2022 d'environ 1,3 milliard de dollars relatifs à l'apport de capitaux propres à titre de coentrepreneur payable à Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »), conformément aux ententes révisées conclues avec Coastal GasLink LP. Par ailleurs, des dépenses en immobilisations d'environ 0,7 milliard de dollars US devraient être engagées en 2022 pour la construction du gazoduc Southeast Gateway, par suite de la décision d'investissement finale avec la CFE en août 2022. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions sur Coastal GasLink et le gazoduc Southeast Gateway. Par ailleurs, les coûts afférents au projet de réseau de NGTL devraient augmenter, reflétant les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre et les matériaux, les conditions réglementaires supplémentaires et d'autres facteurs. Nous continuons de surveiller l'évolution de nos projets de construction, d'exécuter nos stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si les conditions du marché et l'incidence de la COVID-19 nécessitent d'autres changements à notre programme d'investissement global de 2022.

FAITS RÉCENTS MARQUANTS :

Gazoducs – Canada

- **Coastal GasLink** : Le 28 juillet 2022, Coastal GasLink LP a signé des ententes définitives avec LNG Canada qui ont permis d'aborder et de régler des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink. Les ententes révisées visant le projet contiennent une nouvelle estimation des coûts du projet, qui s'établissent à 11,2 milliards de dollars, ce qui reflète une augmentation par rapport au coût initial estimé du projet en raison de l'élargissement de la portée du projet, des effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP. La conjoncture actuelle du marché, y compris les conséquences de l'inflation sur les coûts de la main-d'œuvre, pourrait avoir pour résultat que le coût final du projet soit supérieur à cette nouvelle estimation. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink aura lieu après les travaux de mise en service du gazoduc.

Le coût du projet révisé de 11,2 milliards de dollars sera financé en partie au moyen de facilités de crédit dédiées au projet existantes, dont le montant disponible total révisé est de 8,4 milliards de dollars par suite d'un rehaussement de 1,6 milliard de dollars. Les capitaux propres nécessaires au projet de 2,8 milliards de dollars comprennent un apport de capitaux propres supplémentaire de 1,9 milliard de dollars de la part de TC Énergie, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, qui ne modifie pas notre participation de 35 %. Le financement supplémentaire requis pour financer la construction du gazoduc proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 puis modifiée le 28 juillet 2022. À la suite de ces modifications, les montants prélevés par Coastal GasLink LP le seront sous la forme d'un prêt portant intérêt, à un taux d'intérêt variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. Le montant disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné intervenu entre TC Énergie et Coastal GasLink LP a été réduit et continuera de l'être progressivement. Au 30 septembre 2022, le montant total disponible aux termes de la convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,8 milliard de dollars, et l'encours se montait à 250 millions de dollars. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée

du projet s'élèvera à environ 2,1 milliards de dollars, compte tenu de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars mentionné précédemment.

Le 9 mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. La possibilité de devenir un partenaire commercial par l'entremise d'une participation a été offerte aux 20 Premières Nations qui sont parties à des accords existants avec Coastal GasLink LP. Ces dernières ont créé deux entités qui représentent collectivement, à l'heure actuelle, 16 communautés autochtones qui ont confirmé leur appui aux contrats d'option. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du gazoduc, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est réalisé à environ 75 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 84 % et les canalisations ont été remblayées sur environ 400 km. Des activités de remise en état sont en cours en plusieurs endroits.

- **Réseau de NGTL** : Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,9 milliard de dollars.
- **Projet VNBR** : En novembre 2022, nous avons donné notre aval au projet VNBR, qui répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 527 TJ/j (500 Mpi³/j) et contribuant à la réduction de l'intensité des émissions de GES dans l'ensemble du réseau. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,6 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes. Le dépôt auprès de la REC d'une demande à l'égard du projet est prévu pour le troisième trimestre de 2023 et la mise en service est attendue en 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation.

Gazoducs – États-Unis

- **Projet Louisiana XPress** : Le projet Louisiana XPress, un projet de Columbia Gulf destiné à l'acheminement de gaz naturel vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mis en service graduellement au cours du troisième trimestre de 2022.
- **Projets Elwood Power et Wisconsin Access** : Les projets Elwood Power et Wisconsin Access, qui comportent des composantes visant l'amélioration et la fiabilité tout en réduisant les émissions le long de certains tronçons du réseau de pipelines d'ANR, sont entrés en service commercial le 1^{er} novembre 2022.
- **Projet Gillis Access** : En novembre 2022, nous avons approuvé l'aménagement du projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 1,5 Gpi³/j qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, avec les marchés ailleurs en Louisiane. Le système collecteur de 42 milles en Louisiane permettra également au marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide, d'accéder à la production de gaz naturel en provenance de Haynesville et constituera une plateforme en vue de la croissance future dans les marchés du sud-est de la Louisiane. La mise en service du projet est prévue en 2024 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

Gazoducs – Mexique

- **Alliance stratégique avec la CFE** : Le 4 août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente permet aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'entreprendre la construction du gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US.

L'installation des composantes mécaniques de la section latérale du gazoduc Villa de Reyes a été achevée au deuxième trimestre de 2022, tandis que la mise en service commerciale de Villa de Reyes Nord et de Tula Est a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons avec la CFE et nous prévoyons que la mise en service commerciale des sections latérale et sud du gazoduc Villa de Reyes aura lieu en 2023. Nous avons également convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale.

Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

Énergie et stockage

- **Projet solaire de Saddlebrook** : Le 4 octobre 2022, nous avons annoncé le début des travaux préalables à la construction du projet solaire de Saddlebrook situé à proximité d'Aldersyde, en Alberta. Le coût en capital prévu de ce projet de 81 MW se chiffre à 146 millions de dollars, le projet étant en partie financé à hauteur de 10 millions de dollars par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta). La fin des travaux de construction est prévue pour 2023.

Autres solutions énergétiques

- **ACG** : En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, pourra transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.
- **Carburants renouvelables de Lynchburg** : Le 17 octobre 2022, nous avons annoncé un investissement de 29 millions de dollars US pour acquérir une participation de 30 % dans le projet de carburants renouvelables de Lynchburg, une installation de production de gaz naturel renouvelable située à Lynchburg, au Tennessee, qui est aménagée par 3 Rivers Energy Partners, LLC. En plus de notre participation, nous commercialiserons l'ensemble du GNR et des attributs environnementaux générés par l'installation lorsqu'elle sera en service, en 2024. Nous avons aussi la possibilité de participer à l'aménagement conjoint de futurs projets de GNR avec 3 Rivers Energy Partners, LLC.

Siège social

- **RRD** : Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 juillet 2022 puis versés le 31 octobre 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 342 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.
- **Actions ordinaires émises aux termes d'un appel public à l'épargne** : Le 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Nous affecterons le produit du placement, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Conférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le **mercredi 9 novembre 2022 à 6 h 30 (HNR) ou à 8 h 30 (HNE)** pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre de 2022 et des faits nouveaux au sein de la société. Les conférenciers comprendront François Poirier, président et chef de la direction, Joel Hunter, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction.

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le **1-800-319-4610** au moins 15 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au TCEnergy.com/events ou à partir de l'URL suivante : <http://www.gowebcasting.com/12255>.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 16 novembre 2022; il suffira de composer le 1-855-669-9658, ainsi que le code d'accès 9477.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sur le site Web de la société au TCEnergy.com; ces documents seront aussi déposés dès aujourd'hui sous le profil de TC Énergie dans SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov.

À propos de TC Énergie

Nous sommes une équipe de plus de 7 000 personnes travaillant à déplacer, produire et stocker l'énergie dont dépend l'Amérique du Nord. Aujourd'hui, nous prenons des mesures pour rendre cette énergie plus durable et plus sûre. Nous innovons et modernisons pour réduire les émissions de notre entreprise, et nous offrons des solutions adaptées – du gaz naturel et des énergies renouvelables au captage du carbone et à l'hydrogène – pour aider d'autres entreprises et industries à décarboner elles aussi. Nous investissons également dans les collectivités et nous collaborons avec nos voisins, nos clients et les administrations afin de bâtir le réseau énergétique de l'avenir.

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP. Pour en savoir plus sur notre société, visitez notre site au www.TCEnergie.com.

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective, y compris sur les engagements et les cibles en matière de durabilité contenus dans notre *Rapport de 2022 sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), laquelle est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires et au rapport annuel de 2021 de la société les plus récents, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov, ainsi qu'à la rubrique sur l'information prospective contenue dans notre *Rapport de 2022 sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de GES qui peuvent être consultés sur notre site Web au www.TCEnergy.com.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références aux mesures non conformes aux PCGR suivantes : le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable et les fonds provenant de l'exploitation comparables. Ces mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR en fonction d'éléments particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne sont pas représentatives des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Il y a lieu de se reporter i) à chaque secteur d'activités pour obtenir un rapprochement du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel; ii) à la rubrique « Résultats consolidés » pour obtenir un rapprochement du résultat comparable et du résultat comparable par action ordinaire et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice net par action ordinaire, respectivement; et iii) à la rubrique « Situation financière » pour obtenir un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation comparables et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du rapport de gestion de notre rapport trimestriel le plus récent pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons, cette section du rapport de gestion étant intégrée par renvoi aux présents. Le rapport de gestion est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR (www.sedar.com).

Renseignements supplémentaires

Le présent communiqué devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2021. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Renseignements aux médias :

Jaimie Harding / Hejdi Carlsen

media@tcenergy.com

403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

Gavin Wylie / Hunter Mau

investor_relations@tcenergy.com

403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2022

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice				
Produits	3 799	3 240	10 936	9 803
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$
BAlIA comparable ¹	2 461	2 238	7 218	6 973
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 701	1 712	4 350	5 089
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 637	1 556	5 068	5 333
Dépenses d'investissement ²	2 583	1 687	5 789	5 011
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,90 \$	0,87 \$	2,70 \$	2,61 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 000	979	988	970
– émises et en circulation à la fin de la période	1 012	979	1 012	979

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel, la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la rubrique « Résultats consolidés ».

2 Comprennent les dépenses en immobilisations et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

Rapport de gestion

Le 8 novembre 2022

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2021. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider le lecteur à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les **énoncés prospectifs** reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion comprennent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion, y compris les acquisitions;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels;
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris l'incidence de ces éléments sur notre clientèle;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions et de la transition énergétique;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris l'incidence de ces éléments sur notre clientèle;
- les taux d'inflation et les prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement et à la COVID-19;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et de recouvrements contractuels, notamment ceux liés au projet d'oléoduc Keystone XL;
- la concurrence dans nos secteurs d'activité;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques liés aux facteurs ESG;
- l'incidence de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, notamment la pandémie de COVID-19 et ses répercussions imprévues.

Le lecteur trouvera des renseignements sur ces facteurs et sur d'autres encore dans le présent rapport de gestion et dans les autres rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Les analyses du présent rapport de gestion sur les facteurs ayant une incidence sur le résultat comparable, le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (le « BAIIA comparable ») et le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (le « BAII comparable ») concordent avec celles sur les facteurs ayant une incidence respectivement sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster une mesure comparable pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice, des provisions pour moins-value et des ajustements découlant des modifications des lois et des taux d'imposition en vigueur;
- des ajustements non réalisés de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques et aux fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de notre investissement net dans des contrats de location;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;
- la dépréciation de l'écart d'acquisition, d'immobilisations corporelles, d'investissements et d'autres d'actifs;
- des coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

Nous excluons des mesures comparables les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. À compter du premier trimestre de 2022, avec retraitements rétroactifs des périodes antérieures, nous excluons des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des placements détenus par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au troisième trimestre de 2022, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Comme cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations non réalisées des mesures comparables. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt libellé en pesos à une société liée ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car ces montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable :

Mesure comparable	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAIL comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAIL comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAIL comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à l'analyse de chaque secteur pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'impôts, la participation sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans nos états financiers consolidés de 2021. Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers indiqués ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Gazoducs – Canada	409	343	1 152	1 060
Gazoducs – États-Unis	714	692	1 735	2 253
Gazoducs – Mexique	113	144	395	434
Pipelines de liquides	268	285	801	(1 973)
Énergie et stockage	289	116	535	437
Siège social	(9)	(36)	12	(40)
Total du bénéfice sectoriel	1 784	1 544	4 630	2 171
Intérêts débiteurs	(666)	(596)	(1 866)	(1 749)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195
Intérêts créditeurs et autres	(242)	(76)	(224)	113
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	992	953	2 794	730
(Charge) recouvrement d'impôts	(122)	(135)	(593)	158
Bénéfice net	870	818	2 201	888
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	862	810	2 173	805
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 62 millions de dollars (0,04 \$ par action ordinaire) et augmenté de 1 391 millions de dollars (1,39 \$ par action ordinaire) respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, comparativement aux mêmes périodes en 2021. La hausse notable enregistrée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 s'explique principalement par l'incidence nette des postes particuliers décrits ci-après. Le bénéfice net par action ordinaire reflète également l'incidence des actions ordinaires émises pour l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021 ainsi que l'émission d'actions ordinaires en août 2022.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

Résultats de 2022 :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars après impôts de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes au premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge d'impôts de 195 millions de dollars engagée au premier semestre de 2022 découlant du règlement relatif aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 50 millions de dollars après impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location comptabilisée au troisième trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- des coûts liés à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars après impôts respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Résultats de 2021 :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,2 milliards de dollars après impôts, principalement au premier trimestre de 2021, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- une charge de 55 millions de dollars, après impôts, se rapportant aux paiements de transition engagés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- des coûts liés à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 11 millions de dollars et de 27 millions de dollars après impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle ne soit résiliée;
- un recouvrement de 13 millions de dollars, après impôts, de certains coûts auprès de la SIERE au deuxième trimestre de 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques, ainsi que des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans nos activités de gestion des risques. Ces facteurs, tout comme les éléments particuliers mentionnés ci-dessus, ont été retranchés du calcul du résultat comparable. Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	531	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	195	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	50	—	50	—
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(2)	22	(4)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	3	11	11	27
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	2 194
Programme de départ volontaire à la retraite	—	55	—	55
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	(13)
Activités de gestion des risques ¹	176	127	253	158
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
Bénéfice net par action ordinaire	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	0,54	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	0,20	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	0,05	—	0,05	—
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	—	—	0,02	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	0,01	0,01	0,03
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	2,27
Programme de départ volontaire à la retraite	—	0,05	—	0,05
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	0,18	0,13	0,26	0,15
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Gazoducs aux États-Unis	15	(3)	13	(1)
Pipelines de liquides	23	(8)	58	2
Installations énergétiques au Canada	2	7	(26)	8
Installations énergétiques aux États-Unis	(1)	—	(5)	—
Stockage de gaz naturel	9	(39)	(56)	(36)
Change	(283)	(125)	(321)	(183)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	59	41	84	52
Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques	(176)	(127)	(253)	(158)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. Pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable, se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	713	631	2 038	2 001
Gazoducs – États-Unis	926	890	2 948	2 824
Gazoducs – Mexique	204	171	542	515
Pipelines de liquides	332	387	1 002	1 146
Énergie et stockage	295	166	704	501
Siège social	(9)	(7)	(16)	(14)
BAIIA comparable	2 461	2 238	7 218	6 973
Amortissement	(653)	(610)	(1 914)	(1 888)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(666)	(596)	(1 866)	(1 743)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	41	91	125	341
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(202)	(195)	(554)	(573)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2022 a été supérieur de 223 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et stockage, attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé et de la production accrue de la centrale du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, ainsi que des installations énergétiques au Canada en raison du résultat supérieur découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des activités de commercialisation, ces facteurs étant en partie compensés par le recul du résultat des installations de stockage de gaz naturel et autres;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs au Canada en raison principalement de l'incidence des coûts transférés à la hausse au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada et de l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis reflétant principalement le raffermissement du dollar américain en 2022, le BAIIA du troisième trimestre de 2022 étant sinon conformes à celui de la période correspondante de 2021;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique attribuable surtout au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone et de l'apport inférieur des activités de commercialisation des liquides imputable au rétrécissement des marges, ce qui a été en partie compensé par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué plus loin, le BAIIA comparable en dollars US a diminué de 35 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti au taux de 1,31 en 2022, contre 1,26 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a été supérieur de 245 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé et de la production accrue de la centrale du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, ainsi qu'à la progression du BAIIA des installations énergétiques au Canada découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des activités de commercialisation;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, au résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux et au résultat plus élevé de Columbia Gas depuis le règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés et de celle du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, en partie contrebalancée par la réduction de l'amortissement transféré au titre du réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique, principalement attribuable aux tronçons en exploitation du gazoduc de TGNH, du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs et des volumes sur les volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone ainsi que de l'apport moindre des activités de commercialisation des liquides imputable au rétrécissement des marges;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué plus loin, le BAIIA comparable en dollars US a diminué de 90 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti au taux de 1,28 en 2022, contre 1,25 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice, les charges financières et l'amortissement, les variations de ces coûts influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable a augmenté de 98 millions de dollars (0,08 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 comparativement à celui de la même période en 2021. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont aussi augmenté, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux pertes réalisées en 2022, comparativement à des gains réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi qu'au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- l'augmentation de la charge d'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre des gazoducs aux États-Unis, en raison essentiellement du calendrier de certains ajustements liés au règlement tarifaire relatif à Columbia Gas;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022.

Le résultat comparable a augmenté de 36 millions de dollars et diminué de 0,02 \$ par action ordinaire pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à celui de la même période en 2021. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout à la diminution des gains réalisés en 2022, comparativement à 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi qu'au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté, à la hausse des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022 et à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022 ainsi qu'aux projets d'expansion du réseau de NGTL;
- la diminution du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la diminution des dividendes sur les actions privilégiées suivant le rachat d'actions privilégiées en 2022 et 2021;
- la charge d'impôts moins élevée essentiellement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 reflète l'effet dilutif de l'émission de 28,4 millions d'actions ordinaires en août 2022.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des résultats et charges libellés en dollars US, avant impôts

(en millions de dollars US)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	709	706	2 300	2 256
Gazoducs au Mexique ¹	158	152	446	462
Pipelines de liquides	179	223	550	668
	1 046	1 081	3 296	3 386
Amortissement	(238)	(224)	(715)	(666)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(321)	(315)	(944)	(945)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	58	33	106	73
Participations sans contrôle et autres	(29)	(7)	(57)	(57)
	516	568	1 686	1 791
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	1,31	1,26	1,28	1,25

1 Exclut les intérêts débiteurs sur nos prêts intersociétés à la coentreprise Sur de Texas, qui ont été entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Ces prêts intersociétés ont été remboursés intégralement en 2022.

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Nos perspectives à l'égard de notre résultat comparable par action ordinaire pour 2022 demeurent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2021. Nous prévoyons toutefois que notre BAIIA comparable pour 2022 sera supérieur aux perspectives formulées précédemment du fait du rendement plus soutenu du BAIIA jusqu'à présent en 2022. Nous continuons de surveiller l'incidence que pourraient avoir sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action pour 2022 les changements qui touchent les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que la COVID-19.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Le total de nos dépenses en immobilisations prévues pour 2022 devrait maintenant s'établir à environ 9,5 milliards de dollars. L'augmentation par rapport au montant indiqué dans le rapport annuel de 2021 est principalement attribuable aux versements pour 2022 d'environ 1,3 milliard de dollar relatifs à l'apport de capitaux propres à titre de coentrepreneur payable à Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »), conformément aux ententes révisées conclues avec Coastal GasLink LP. Par ailleurs, des dépenses en immobilisations d'environ 0,7 milliard de dollars US devraient être engagées en 2022 pour la construction du gazoduc Southeast Gateway, par suite de la décision d'investissement finale avec la CFE en août 2022. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions sur Coastal GasLink et le gazoduc Southeast Gateway. Par ailleurs, les coûts afférents au projet de réseau de NGTL devraient augmenter, reflétant les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre et les matériaux, les conditions réglementaires supplémentaires et d'autres facteurs. Nous continuons de surveiller l'évolution de nos projets de construction, d'exécuter nos stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si les conditions du marché et l'incidence de la COVID-19 nécessitent d'autres changements à notre programme d'investissement global de 2022.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance importante du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets contribuent à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 34 milliards de dollars de projets garantis, à savoir des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans notre carnet de projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur des pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, des projets d'immobilisations visant la capacité des gazoducs canadiens, américains et mexicains mis en service ont totalisé 4,4 milliards de dollars. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,2 milliard de dollars.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison de divers facteurs tels que les conditions météorologiques, les conditions du marché, des modifications mineures du tracé, les conditions d'obtention des permis, le calendrier des travaux et les dates relatives aux permis réglementaires, de même qu'à cause d'autres restrictions et incertitudes potentielles, notamment les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19. Les montants ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets en propriété exclusive et notre quote-part des apports de capitaux propres pour financer les projets dans le cadre de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, soit principalement Coastal GasLink et Bruce Power.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 septembre 2022
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2022	3,3	3,2
	2023	2,6	0,5
	2024+	1,2	0,1
Réseau principal au Canada	2022	0,2	0,2
Coastal GasLink ²	2023	2,1	0,8
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,2	0,4
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2022-2024	1,2 US	0,5 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	—
Autres investissements	2022-2028	1,2 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,4 US	0,5 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud ³	2023	0,5 US	0,4 US
Tula – tronçon central et tronçon ouest ⁴	2024	0,5 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	0,4 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2022	0,1 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2022-2024	0,3	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2022-2027	4,5	2,3
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	—
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2022-2024	0,7	0,1
		29,1	10,0
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,5	0,9
Total des projets garantis (en dollars CA)		33,6	10,9

- 1 Les coûts estimatifs de 2022 et de 2023 tiennent compte d'une somme de 0,7 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- 2 Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, à la suite des ententes révisées visant le projet conclues entre Coastal GasLink LP et LNG Canada et des ententes modifiées avec nos partenaires de Coastal GasLink LP. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux relatifs à la mise en service du gazoduc seront terminés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions.
- 3 La mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE sur les autres tronçons du gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 4 La mise en service commerciale du tronçon est du gazoduc de Tula a eu lieu au troisième trimestre de 2022. De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 5 Réflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2023, et du programme de RCP du réacteur 3 qui devrait être mis en service en 2026, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs et l'initiative d'accroissement de la production. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et stockage » pour obtenir des précisions à ce sujet.

- 6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et stockage.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,38 au 30 septembre 2022.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous avons aussi un portefeuille de projets en cours, qui sont parvenus à divers stades d'avancement. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Chaque secteur a aussi ciblé des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels seront concentrées ses activités d'expansion continue. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

Nous continuons de nous consacrer à l'optimisation de l'utilisation et de la valeur de nos gazoducs actuels, notamment par l'expansion dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL et le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste en expansion. Les projets d'aménagement visant la durabilité devraient comprendre l'électrification de stations de compression supplémentaires et l'adjonction à nos réseaux de dispositifs de captage de l'énergie résiduelle en vue de la production d'électricité et d'autres initiatives de réduction des GES.

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations du secteur des gazoducs aux États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone. Deux projets visant les marchés de livraison approuvés en 2021, soit le projet VR visant Columbia Gas et le projet WR visant ANR, de 0,7 milliard de dollars US et de 0,8 milliard de dollars US, respectivement, sont inclus parmi les projets garantis. Leur mise en service est prévue pour le second semestre de 2025.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de gaz naturel renouvelable (« GNR »). Ces centres offriraient un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Autres occasions

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets, comme le remplacement des stations de compression, tout en poursuivant la conversion à l'électricité de nos véhicules, en soutenant la production d'électricité et les sociétés de distribution locales, en élargissant nos programmes de modernisation et en tirant profit des possibilités d'expansion dans les corridors déjà exploités de nos réseaux. Ces projets s'inscrivent dans notre souci environnemental de contribuer à la production d'énergie propre, et nous prévoyons qu'ils amélioreront la fiabilité de nos réseaux.

Nous développons également un large éventail de projets de transport visant à approvisionner en gaz les installations qui répondront à la demande mondiale croissante pour du GNL produit en Amérique du Nord.

Gazoducs – Mexique

Le 4 août 2022, nous avons annoncé une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue d'accélérer l'aménagement d'infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Nous en sommes à évaluer l'achèvement des travaux du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale, ainsi que les actifs mis en service et ceux en cours de construction.

Pipelines de liquides

Grand Rapids, Phase II

Les approbations réglementaires ont été obtenues pour la Phase II de Grand Rapids, qui consiste à terminer la construction du pipeline de 36 pouces de diamètre destiné au transport de pétrole brut et à convertir le pipeline de 20 pouces de diamètre afin qu'il puisse transporter des diluants au lieu de pétrole brut. Nous sondons les clients potentiels pour obtenir des garanties commerciales.

Projets de terminaux

Nous continuons d'étudier des projets associés à nos terminaux albertains et américains afin d'élargir nos activités de base et de gagner de la souplesse opérationnelle pour mieux servir notre clientèle.

Autres occasions

Nous restons déterminés à maximiser la valeur des actifs de notre secteur des liquides en agrandissant nos infrastructures actuelles et en les exploitant au mieux et en offrant à notre clientèle de meilleurs raccordements et des gammes de services plus étoffées. Nous poursuivons des occasions de croissance choisies afin d'ajouter de la valeur à notre secteur et procéderons à des expansions qui tirent profit de la capacité actuelle de nos infrastructures en place. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

Énergie et stockage

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle de vie

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power jusqu'en 2033 exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») des réacteurs 4, 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2033. Le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power sera ainsi allongé jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP du réacteur 4 sont en bonne voie, et ceux des réacteurs 5, 7 et 8 ont été entamés. Les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE. Nous prévoyons que notre quote-part des coûts du programme de RCP de Bruce Power s'élèvera à environ 4,8 milliards de dollars pour les réacteurs 4, 5, 7 et 8, les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2027 et l'initiative d'accroissement de la production décrite ci-dessous.

Initiative d'accroissement de la production

Le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Il est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW.

Projets en phase d'aménagement

Accumulation par pompage en Ontario

Nous poursuivons la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario. Le projet fournira 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé d'accumulation par pompage hydraulique.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario a obtenu du ministère fédéral de la Défense nationale un droit de passage sur la propriété du centre d'instruction de la 4^e Division du Canada pour l'aménagement des installations à cet endroit et il a été inclus à l'étape 2 du processus de propositions spontanées de la SIERE. Après leur mise en service, les installations pourront stocker l'énergie sans émissions qui sera disponible et l'injecter dans le réseau ontarien durant les périodes de pointe de la demande, ce qui maximisera la valeur des installations de production d'énergie propre de la province.

Accumulation par pompage de Canyon Creek

Nous utilisons les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée près de Hinton, en Alberta, pour aménager un projet d'installations d'accumulation par pompage, dont la capacité de production initiale prévue de 75 MW pourra être élargie à 400 MW. Les installations devraient fournir sur demande jusqu'à 37 heures d'énergie propre et adaptable ainsi que des services connexes au réseau d'électricité de l'Alberta. Le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek a obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission et l'approbation du gouvernement de l'Alberta requise pour tous les projets hydrauliques en vertu de loi intitulée Dunvegan Hydro Development Act de l'Alberta.

Le projet fait partie d'une solution plus vaste offerte dans la province de l'Alberta, à savoir la production d'énergie sans émission de carbone en mode 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, qui englobe la production d'autres projets actuellement en voie de construction ou d'aménagement et qui permettra à nos clients albertains de gérer leurs besoins d'électricité en temps voulu et sans surprise sur le plan des coûts, tout en atteignant les objectifs de décarbonation grâce à l'exploitation d'actifs sans émissions.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets de production et de stockage d'énergie éolienne et solaire afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats ou de saisir des occasions d'investissement en 2022.

Autres occasions

Nous élargissons activement notre plateforme d'innovation orientée clientèle dans toute l'Amérique du Nord, offrant des produits de base et des services énergétiques afin d'aider nos clients à surmonter l'enjeu de la transition énergétique. Notre réseau actuel d'actifs, de clients et de fournisseurs constitue une occasion de commerce mutuel grâce à laquelle nous pouvons adapter nos solutions afin que toutes les parties en cause atteignent leurs besoins en énergie propre. Nous sommes en mesure d'adapter nos stratégies, mais la structure sous-jacente reste toujours la même : chaque occasion que nous entreprenons sera ultimement conditionnée par les besoins du client, de façon que les compétences de chaque partenaire se complètent, que le risque soit diversifié et que nous tirions ensemble les leçons de l'expérience acquise pendant la transition énergétique.

Autres solutions énergétiques

Notre vision consiste à être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain. Cette vision suppose de nous lancer avec enthousiasme dans la transition énergétique en cours et de contribuer à un monde à faible intensité de carbone. Tandis que le secteur intermédiaire opère sa transition énergétique, le moment est venu de réduire nos propres émissions tout en nous positionnant comme partenaire de nos clients et d'autres secteurs eux-mêmes à la recherche de solutions à faibles émissions. À l'heure actuelle, le rythme de cette transition est incertain, de même que la répartition des sources d'énergie vers laquelle le secteur évoluera. D'après nos observations, le monde continue de dépendre des sources actuelles de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité à l'égard desquelles nous offrons déjà des services à notre clientèle.

Nous ciblons cinq domaines vers lesquels porter nos efforts de réduction des émissions causées par nos activités tout en saisissant au passage les occasions de croissance qui répondent aux besoins énergétiques de l'avenir :

- moderniser nos infrastructures et nos réseaux actuels;
- décarboner notre propre consommation d'énergie;
- pousser les solutions et les technologies numériques;
- tirer profit des crédits carbone et des mécanismes de compensation;
- investir dans l'énergie et les infrastructures à faible intensité de carbone, comme les énergies renouvelables, ainsi que dans les nouveaux carburants et les nouvelles technologies.

Réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG »)

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter et séquestrer plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. En tant que réseau librement accessible, l'ACG se veut l'épine dorsale du secteur émergent du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (« CUSC ») en Alberta. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. L'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Décarbonation d'Irving Oil

Nous avons conclu un protocole d'entente pour étudier l'aménagement conjoint d'une série de projets d'énergie axés sur la réduction des émissions de GES et l'ouverture de nouvelles possibilités économiques au Nouveau-Brunswick et dans les provinces de l'Atlantique. En collaboration avec Irving Oil Ltd. (« Irving Oil »), nous avons cerné une série de projets éventuels axés sur la décarbonation des actifs actuels et le déploiement, à moyen et à long terme, de nouvelles technologies pour réduire les émissions totales. Le partenariat se concentrera d'abord sur l'examen d'une série de projets de modernisation à la raffinerie d'Irving Oil à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, visant à réduire sensiblement les émissions grâce à la production et à la consommation d'électricité à faibles émissions de carbone.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu deux ententes d'aménagement conjoint visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. La première de ces ententes est un partenariat conclu avec Nikola Corporation (« Nikola »), concepteur et fabricant de véhicules électriques à batterie et de véhicules électriques à hydrogène zéro émission et d'équipement connexe. Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène. L'entente conclue avec Nikola englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert exploitant nos infrastructures de gaz naturel et d'électricité. Le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

La seconde des ententes est un partenariat conclu avec Hyzon Motors Inc. (« Hyzon »), chef de file dans le domaine des véhicules commerciaux électriques à pile à combustible, qui vise l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de gaz naturel renouvelable, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations seraient situées à proximité de la demande et soutiendraient le déploiement par Hyzon de véhicules selon le modèle du retour à la base. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Réseau de NGTL	473	409	1 351	1 214
Réseau principal au Canada	198	183	556	648
Autres gazoducs au Canada ¹	42	39	131	139
BAIIA comparable	713	631	2 038	2 001
Amortissement	(304)	(288)	(886)	(941)
BAI comparable et bénéfice sectoriel	409	343	1 152	1 060

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, notre investissement dans TQM, les produits tirés des frais d'aménagement de Coastal GasLink, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs au Canada.

Le BAI comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont augmenté de 66 millions de dollars et de 92 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de notre base d'investissement, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont aussi une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	177	160	523	467
Réseau principal au Canada	58	52	162	156
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			17 281	15 345
Réseau principal au Canada			3 712	3 700

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé respectivement de 17 millions de dollars et de 56 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021. Cette progression s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui comprend un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil déterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a augmenté de 6 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021, du fait surtout des revenus au titre des incitatifs plus élevés. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un taux de rendement des capitaux propres de base approuvé de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Canada a augmenté de 82 millions de dollars et de 37 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat fondé sur les tarifs et des charges financières transférées relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse de l'amortissement transféré relativement au réseau de NGTL, compte tenu de la baisse de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada, comme il est indiqué ci-dessous;
- la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus au titre des incitatifs relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 16 millions de dollars et diminué de 55 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. La hausse inscrite au troisième trimestre de 2022 eu égard à la même période en 2021 reflète l'amortissement supplémentaire au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau, ce qui a été compensé en partie par une baisse de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada, principalement du fait qu'un tronçon du réseau principal au Canada a été entièrement amorti au troisième trimestre de 2021. La diminution observée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021 reflète la diminution susmentionnée de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada, facteur en partie contrebalancé par l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Columbia Gas	352	359	1 118	1 122
ANR	128	135	440	436
Columbia Gulf	50	52	155	161
Great Lakes ^{1,2}	37	35	129	112
GTN ^{2,3}	42	40	136	95
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2,4}	91	78	293	215
TC PipeLines, LP ^{2,5}	—	—	—	24
Participations sans contrôle ⁵	9	7	29	91
BAIIA comparable	709	706	2 300	2 256
Amortissement	(174)	(154)	(510)	(455)
BAII comparable	535	552	1 790	1 801
Incidence du change	164	143	503	453
BAII comparable (en dollars CA)	699	695	2 293	2 254
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	(571)	—
Activités de gestion des risques	15	(3)	13	(1)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	714	692	1 735	2 253

- 1 Les résultats représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes jusqu'en mars 2021 et notre participation de 100 % depuis l'acquisition de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP en mars 2021, que nous ne détenons pas en propriété effective
- 2 Notre participation effective dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 % avant l'acquisition, en mars 2021, moment auquel notre participation est passée à 100 %. Avant mars 2021, les résultats reflétaient la participation de 46,45 % de TC PipeLines, LP dans Great Lakes, ses participations dans GTN, Bison, North Baja, Portland et Tuscarora ainsi que sa quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 3 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN après l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021.
- 4 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO) et dans Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Millennium et de Hardy Storage, notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Pour la période postérieure à l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021, les résultats comprennent aussi notre participation de 100 % dans Bison, North Baja et Tuscarora, notre participation de 61,7 % dans Portland ainsi que notre quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 5 Représente le BAIIA comparable attribuable à la portion de TC PipeLines, LP et de Portland que nous ne détenons pas avant notre acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021; après cette date, représente les résultats attribuables à la participation résiduelle de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 22 millions de dollars et reculé de 518 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant les impôts au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions;
- les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 3 millions de dollars US et de 44 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service des projets de croissance;
- l'accroissement du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- le résultat stable de Columbia Gas pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, ce qui a été en partie contré par la hausse des impôts fonciers suivant la mise en service de projets;
- les résultats à la baisse en 2022 pour un bon nombre de gazoducs en raison des périodes de grand froid et d'autres éléments particuliers inscrits en 2021.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 20 millions de dollars US et de 55 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison des nouveaux projets mis en service et du moment où certains ajustements liés à l'amortissement ont été apportés relativement au règlement tarifaire de Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Topolobampo	41	40	121	121
Sur de Texas ¹	34	31	88	92
TGNH ²	47	29	107	91
Guadalajara	18	17	55	54
Mazatlán	15	18	50	53
BAIIA comparable	155	135	421	411
Amortissement	(15)	(21)	(59)	(65)
BAII comparable	140	114	362	346
Incidence du change	44	30	104	88
BAII comparable (en dollars CA)	184	144	466	434
Poste particulier :				
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	(71)	—	(71)	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	113	144	395	434

1 Représente notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc.

2 TGNH représente des tronçons en exploitation des gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique a reculé de 31 millions de dollars et de 39 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. Ce recul s'explique par l'incidence de la provision pour pertes sur créances attendues de 53 millions de dollars US en lien avec le nouveau contrat de transport conclu avec la CFE à compter du troisième trimestre de 2022. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location doit être comptabilisée. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Comme cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésoreries inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations non réalisées de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 20 millions de dollars US et de 10 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des produits découlant de la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc de Tula au troisième trimestre de 2022.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport à celui des mêmes périodes de 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale suivant la conclusion du nouveau contrat de transport entre TGNH et la CFE au troisième trimestre de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés au gazoduc de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Réseau d'oléoducs Keystone	292	327	886	956
Pipelines en Alberta ¹	17	22	53	67
Commercialisation des liquides et autres	23	38	63	123
BAIIA comparable	332	387	1 002	1 146
Amortissement	(83)	(80)	(244)	(238)
BAII comparable	249	307	758	908
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	(2 854)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(4)	(14)	(15)	(29)
Activités de gestion des risques	23	(8)	58	2
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	268	285	801	(1 973)
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	98	106	296	310
Dollars US	179	223	550	668
Incidence du change	55	58	156	168
BAIIA comparable	332	387	1 002	1 146

1 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En novembre 2021, nous avons vendu notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier.

Le résultat sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 17 millions de dollars et augmenté de 2,8 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui sont exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2 854 millions de dollars avant impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL par suite de la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- des coûts de 4 millions de dollars et de 15 millions de dollars, avant impôts, respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (14 millions de dollars et 29 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021) se rapportant à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar américain en 2022 par rapport à 2021 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis; toutefois, le BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US a reculé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 55 millions de dollars et de 144 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la réduction des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance, étant donné que nous avons mis en service le 1^{er} avril 2022 près de 20 000 b/j afférents à de nouveaux contrats provenant des invitations à soumissionner en 2019 et 10 000 b/j de plus le 1^{er} septembre 2022;
- le repli du résultat tiré de la commercialisation des liquides pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 eu égard à celui de 2021 en raison du rétrécissement des marges. Le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a diminué par rapport à celui de 2021 en raison du déport prononcé ainsi que du faible niveau des stocks des principaux carrefours d'approvisionnement et d'échange au premier trimestre de 2022, ce qui a contribué à la contraction des marges, tandis que la volatilité du marché a nui aux marges de commercialisation et au calendrier du bénéfice;
- le raffermissement du dollar américain comme il a été mentionné précédemment.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a augmenté respectivement de 3 millions de dollars et de 6 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021, en raison principalement de l'appréciation du dollar américain.

Énergie et stockage

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bruce Power ¹	199	110	412	291
Installations énergétiques au Canada	115	50	250	176
Installations de stockage de gaz naturel et autres	(19)	6	42	34
BAIIA comparable	295	166	704	501
Amortissement	(19)	(20)	(53)	(58)
BAII comparable	276	146	651	443
Postes particuliers :				
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	17
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	3	2	(29)	5
Activités de gestion des risques	10	(32)	(87)	(28)
Bénéfice sectoriel	289	116	535	437

1 Comprend notre quote-part du bénéfice de Bruce Power.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 173 millions de dollars et de 98 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, et il tenait compte des postes particuliers suivants qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un recouvrement de 17 millions de dollars, avant impôts, de certains coûts auprès de la SIERE au deuxième trimestre de 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- notre quote-part des gains et des pertes non réalisés de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base du secteur Énergie et stockage.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 129 millions de dollars et de 203 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé et de la production accrue de la centrale du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- l'amélioration du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison de l'apport accru lié à la hausse des prix de l'électricité réalisés et aux activités de commercialisation;
- la baisse du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres pour le trimestre et l'augmentation de ce résultat depuis le début de l'exercice, qui reflète la gestion active de nos positions en gaz naturel afin de capitaliser sur les écarts favorables sur le gaz naturel en Alberta. Les gains réalisés au deuxième trimestre de 2022 ont été compensés en partie au troisième trimestre de 2022 et ils seront atténués encore davantage au quatrième trimestre de 2022. Ces deux périodes tiennent compte également de l'intensification des activités d'expansion des affaires de l'ensemble du secteur.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 est resté sensiblement le même que celui de la période correspondante de 2021. La baisse de l'amortissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 par rapport à la même période en 2021 s'explique par certains ajustements qui ont été apportés en 2022.

BRUCE POWER

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits ¹	518	409	1 365	1 215
Charges d'exploitation	(227)	(214)	(684)	(677)
Amortissement et autres	(92)	(85)	(269)	(247)
BAIIA comparable et BAII comparable²	199	110	412	291
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	95 %	86 %	86 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	28	92	232	257
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	2	—	19	22
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 684	5 101	15 361	15 197
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	91 \$	80 \$	88 \$	80 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIÈRE.

2 Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains et pertes non réalisés sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs à la retraite et des activités de gestion des risques.

3 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP du réacteur 6.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

6 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférés. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en janvier 2020, et le réacteur est maintenant en phase d'installation. Au troisième trimestre de 2022, une deuxième mise à l'arrêt prévue du réacteur 4 a commencé et les travaux devraient être achevés à la fin de 2022. La capacité moyenne disponible pour 2022, exclusion faite du réacteur 6, se situe maintenant au milieu de la fourchette des 80 %.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable du secteur Siège social (nos mesures non conformes aux PCGR) avec (la perte sectorielle) le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable et BAII comparable	(9)	(7)	(16)	(14)
Postes particuliers :				
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(71)	—	(71)
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	42	28	45
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(9)	(36)	12	(40)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du siège social a diminué de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 alors que, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le bénéfice sectoriel s'est accru de 52 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La (perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du siège social comprend des coûts supplémentaires, avant impôts, liés au programme de départ volontaire à la retraite offert depuis le milieu de 2021 et des gains de change sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces gains de change ont été inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable, car ils ont été entièrement compensés par des pertes de change correspondantes liées aux prêts intersociétés comptabilisées dans les intérêts créditeurs et autres. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées ».

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(203)	(183)	(570)	(530)
Libellés en dollars US	(321)	(315)	(944)	(945)
Incidence du change	(98)	(81)	(267)	(238)
	(622)	(579)	(1 781)	(1 713)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(49)	(19)	(96)	(50)
Intérêts capitalisés	5	2	11	20
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(666)	(596)	(1 866)	(1 743)
Poste particulier :				
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	—	(6)
Intérêts débiteurs	(666)	(596)	(1 866)	(1 749)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 70 millions de dollars et de 117 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 6 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2021 en lien avec la facilité de crédit de projet de Keystone XL pour la période suivant la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Ce montant a été retiré de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 70 millions de dollars et de 123 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Libellée en dollars CA	40	40	117	104
Libellée en dollars US	58	33	106	73
Incidence du change	18	8	31	18
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 35 millions de dollars et de 59 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport à celle des mêmes périodes en 2021. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – Mexique » pour un complément d'information. L'augmentation de la provision libellée en dollars CA pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 s'explique surtout par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant le réseau de NGTL.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	41	91	125	341
Postes particuliers :				
Pertes de change – prêt intersociétés	—	(42)	(28)	(45)
Activités de gestion des risques	(283)	(125)	(321)	(183)
Intérêts créditeurs et autres	(242)	(76)	(224)	113

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 166 millions de dollars et de 337 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021 et comprennent les postes particuliers exposés ci-après, qui ont été exclus de notre calcul des intérêts créditeurs et autres pris en compte dans le résultat comparable :

- des pertes de change sur le prêt intersociété lié à la coentreprise Sur de Texas libellé en pesos jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle il a été remboursé en totalité à l'échéance;
- des pertes nettes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change. Ces pertes ont augmenté en 2022 du fait de la forte appréciation du dollar américain. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Notre quote-part des gains de change et des intérêts débiteurs correspondants sur les prêts intersociétés libellés en pesos qui sont consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Siège social et Gazoducs – Mexique, respectivement. Les gains et les pertes de change sur ces prêts intersociétés ont été exclus du résultat comparable. Dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé avec un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US). Le 29 juillet 2022, le prêt libellé en dollars US a été remboursé intégralement. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur les prêts libellés en pesos et en dollars US ont été inclus dans le résultat comparable, de sorte que tous les montants s'annulent sans incidence sur le bénéfice net. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 50 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, en raison surtout de ce qui suit :

- les pertes réalisées au troisième trimestre de 2022 comparativement aux gains réalisés pour la période correspondante de 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des intérêts créditeurs découlant du remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés susmentionné consenti à la coentreprise Sur de Texas.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 216 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, en raison de ce qui suit :

- les gains réalisés moins élevés en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des intérêts créditeurs par suite du refinancement du prêt intersociétés et du remboursement qui a suivi.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(202)	(195)	(554)	(573)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	40	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	(195)	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	21	—	21	—
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	(1)	—	7	(1)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	1	3	4	8
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	660
Programme de départ volontaire à la retraite	—	16	—	16
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	(4)
Activités de gestion des risques	59	41	84	52
(Charge) recouvrement d'impôts	(122)	(135)	(593)	158

La charge d'impôts a diminué de 13 millions de dollars et augmenté de 751 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021 et elle comprend les postes particuliers suivants qui ont été exclus du calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable, en plus de l'incidence fiscale sur d'autres postes particuliers auxquels il est fait référence ailleurs dans le présent rapport de gestion :

- le règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour un complément d'information;
- l'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres comptabilisée en 2021.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, principalement en raison de la hausse du résultat comparable et de celle des ajustements à l'inflation au Mexique, facteurs en partie compensés par les ajustements d'impôts favorables dans un État américain et la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 19 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, principalement en raison du résultat comparable moins élevé et de la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, facteurs contrés en partie par la hausse des ajustements liés à l'inflation au Mexique.

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle est demeuré stable pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 et il a diminué de 55 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La diminution s'explique surtout par l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie. Après l'acquisition, TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte détenue en propriété exclusive de TC Énergie.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 10 millions de dollars et de 23 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Le 28 juillet 2022, Coastal GasLink LP a signé des ententes définitives avec LNG Canada qui ont permis d'aborder et de régler des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink.

Les ententes révisées visant le projet contiennent une nouvelle estimation des coûts du projet, qui s'établissent à 11,2 milliards de dollars, ce qui reflète une augmentation par rapport au coût initial estimé du projet en raison de l'élargissement de la portée du projet, des effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP. La conjoncture actuelle du marché, y compris les conséquences de l'inflation sur les coûts de la main-d'œuvre, pourrait avoir pour résultat que le coût final du projet soit supérieur à cette nouvelle estimation. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink aura lieu après les travaux de mise en service du gazoduc.

Le coût du projet révisé de 11,2 milliards de dollars sera financé en partie au moyen de facilités de crédit dédiées au projet existantes, dont le montant disponible total révisé est de 8,4 milliards de dollars par suite d'un rehaussement de 1,6 milliard de dollars. Les capitaux propres nécessaires au projet de 2,8 milliards de dollars comprennent un apport de capitaux propres supplémentaire de 1,9 milliard de dollars de la part de TC Énergie, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, qui ne modifie pas notre participation de 35 %. Le financement supplémentaire requis pour financer la construction du gazoduc proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 puis modifiée le 28 juillet 2022. À la suite de ces modifications, les montants prélevés par Coastal GasLink LP le seront sous la forme d'un prêt portant intérêt, à un taux d'intérêt variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. Le montant disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné intervenu entre TC Énergie et Coastal GasLink LP a été réduit et continuera de l'être progressivement. Au 30 septembre 2022, le montant total disponible aux termes de la convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,8 milliard de dollars, et l'encours se montait à 250 millions de dollars. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 2,1 milliards de dollars, compte tenu de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars mentionné précédemment.

Le 9 mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. La possibilité de devenir un partenaire commercial par l'entremise d'une participation a été offerte aux 20 Premières Nations qui sont parties à des accords existants avec Coastal GasLink LP. Ces dernières ont créé deux entités qui représentent collectivement, à l'heure actuelle, 16 communautés autochtones qui ont confirmé leur appui aux contrats d'option. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du gazoduc, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est réalisé à environ 75 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 84 % et les canalisations ont été remblayées sur environ 400 km. Des activités de remise en état sont en cours en plusieurs endroits.

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,9 milliard de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Les travaux de construction se poursuivent pour le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021, et en raison de la conjoncture actuelle du marché ainsi que des retards dus au processus réglementaire et aux conditions météorologiques, le coût en capital estimé du programme atteint 3,5 milliards de dollars. Au 30 septembre 2022, des installations de 2,7 milliards de dollars étaient mises en service. La mise en service des installations restantes est prévue pour le quatrième trimestre de 2022 et le premier trimestre de 2023. Le programme comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 344 km (214 milles), trois postes de compression et les installations connexes, et il permettra d'ajouter une capacité supplémentaire de 1,6 PJ/j (1,5 Gpi³/j) au réseau de NGTL.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Nous poursuivons les travaux de construction pour le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022. En raison de la conjoncture actuelle du marché, des prix des matériaux et des retards d'ordre réglementaire, le coût en capital estimé du programme atteint 1,5 milliard de dollars et les dates de mise en service sont prévues au quatrième trimestre de 2022 et au deuxième trimestre de 2023. Le programme comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 166 km (103 milles), un nouveau poste de compression et les installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti d'au moins huit ans visant une capacité d'environ 773 TJ/j (722 Mpi³/j).

Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills

Le 2 mars 2022, nous avons obtenu de nouvelles approbations réglementaires visant des installations de 0,5 milliard de dollars, et les approbations restantes sont attendues au quatrième trimestre de 2022. En raison de la complexité du terrain, de la conjoncture actuelle du marché, de l'augmentation des prix des matériaux et du coût de la main-d'œuvre ainsi que des conditions additionnelles d'obtention des permis, le coût en capital estimé de la partie canadienne du programme de livraison parcours ouest atteint 1,5 milliard de dollars et les dates de mise en service des premières installations sont prévues au quatrième trimestre de 2022, tandis que celles des autres installations auront lieu tout au long de 2023. Le programme comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 107 km (66 milles) et les installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j).

Projet Valhalla North et Berland River (VNBR)

En novembre 2022, nous avons donné notre aval au projet VNBR, qui répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 527 TJ/j (500 Mpi³/j) et contribuant à la réduction de l'intensité des émissions de GES dans l'ensemble du réseau. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,6 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes. Le dépôt auprès de la REC d'une demande à l'égard du projet est prévu pour le troisième trimestre de 2023 et la mise en service est attendue en 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Columbia Gas

Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en février 2021 et a obtenu l'approbation de la FERC le 25 février 2022. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2025. Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2026. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement ont été remboursés aux clients, intérêts compris, au deuxième trimestre de 2022.

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR

ANR a déposé, le 28 janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. L'étude du dossier tarifaire avance et nous continuons de travailler en collaboration avec nos clients, la FERC et les autres parties prenantes afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

Règlement tarifaire de Great Lakes

Le 26 avril 2022, la FERC a approuvé le règlement de dossier tarifaire sans opposition de Great Lakes avec ses clients, aux termes duquel Great Lakes et les parties au règlement ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025.

Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes, laquelle a donné lieu à la comptabilisation d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 451 millions de dollars US au premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour un complément d'information.

Acquisition visant KO Transmission

Le 28 avril 2022, nous avons approuvé l'acquisition d'actifs de KO Transmission d'une valeur d'environ 80 millions de dollars US, lesquels doivent être intégrés à notre gazoduc Columbia Gas. Après le dépôt de la demande relativement à cette acquisition par Columbia Gas auprès de la FERC et l'approbation de cette dernière qui devrait être reçue d'ici la fin de 2022, cette empreinte accrue devrait fournir une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de Columbia Gas vers les marchés en plein essor des sociétés de distribution locales du nord du Kentucky et du sud de l'Ohio. Elle devrait également fournir une plateforme pour les dépenses d'investissement futures, y compris la conversion future de centrales électriques alimentées au charbon dans la région.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de GNR. Ces centres offriraient un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Projets Alberta XPress et North Baja XPress

En avril 2022, la FERC a délivré ses certificats approuvant nos projets Alberta XPress et North Baja XPress. Le projet Alberta XPress est une extension d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour relier l'offre croissante du BSOC aux marchés d'exportation du GNL de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. La date de mise en service prévue du projet est fin 2022 ou début 2023 et son coût estimatif s'établit à 0,3 milliard de dollars US. Le projet North Baja XPress est conçu pour augmenter la capacité de North Baja en vue de répondre à la demande accrue des clients en modernisant une station de compression existante et deux postes de comptage existants en Arizona et en Californie. Sa mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2023 et son coût total prévu est de 0,1 milliard de dollars US. Toutes les mises à niveau requises pour North Baja XPress seront effectuées sur les biens et dans les installations actuellement détenues et/ou exploitées par North Baja.

Projet Louisiana XPress

Le projet Louisiana XPress, un projet de Columbia Gulf destiné à l'acheminement de gaz naturel vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mis en service graduellement au cours du troisième trimestre de 2022.

Projets Elwood Power et Wisconsin Access

Les projets Elwood Power et Wisconsin Access, qui comportent des composantes visant l'amélioration et la fiabilité tout en réduisant les émissions le long de certains tronçons du réseau de pipelines d'ANR, sont entrés en service commercial le 1^{er} novembre 2022.

Projet Gillis Access

En novembre 2022, nous avons approuvé l'aménagement du projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 1,5 Gpi³/j qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, avec les marchés ailleurs en Louisiane. Le système collecteur de 42 miles en Louisiane permettra également au marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide, d'accéder à la production de gaz naturel en provenance de Haynesville et constituera une plateforme en vue de la croissance future dans les marchés du sud-est de la Louisiane. La mise en service du projet est prévue en 2024 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique avec la CFE

Le 4 août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente permet aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'entreprendre la construction du gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US.

L'installation des composantes mécaniques de la section latérale du gazoduc Villa de Reyes a été achevée au deuxième trimestre de 2022, tandis que la mise en service commerciale de Villa de Reyes Nord et de Tula Est a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons avec la CFE et nous prévoyons que la mise en service commerciale des sections latérale et sud du gazoduc Villa de Reyes aura lieu en 2023. Nous avons également convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale.

Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

ÉNERGIE ET STOCKAGE

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le 7 mars 2022, la SIERE a vérifié l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power soumis en décembre 2021. Le programme de RCP du réacteur 3 doit débuter au premier trimestre de 2023 pour se terminer en 2026.

Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté d'environ 10 \$ le MWh le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2024, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Le réacteur 4 de Bruce Power est le troisième réacteur soumis à son programme de RCP. L'étape de définition du programme de RCP visant le réacteur 4 a été achevée en juin 2022 et l'étape de préparation est désormais en cours et se poursuivra jusqu'à une décision d'investissement finale attendue au quatrième trimestre de 2023. Une base d'estimation préliminaire (qui comprend le coût initial et un calendrier estimatif) devrait être soumise à la SIERE au quatrième trimestre de 2022.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets d'énergie éolienne ou solaire ou de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats ou envisager des occasions d'investissement en 2022.

Projet solaire de Saddlebrook

Le 4 octobre 2022, nous avons annoncé le début des travaux préalables à la construction du projet solaire de Saddlebrook situé à proximité d'Aldersyde, en Alberta. Le coût en capital prévu de ce projet de 81 MW se chiffre à 146 millions de dollars, le projet étant en partie financé à hauteur de 10 millions de dollars par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta). La fin des travaux de construction est prévue pour 2023.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Carrefours de production d'hydrogène

Dans le cadre de notre entente d'aménagement conjoint visant la production conclue avec Nikola, le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

Réseau carbone de l'Alberta

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, pourra transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Carburants renouvelables de Lynchburg

Le 17 octobre 2022, nous avons annoncé un investissement de 29 millions de dollars US pour acquérir une participation de 30 % dans le projet de carburants renouvelables de Lynchburg, une installation de production de gaz naturel renouvelable située à Lynchburg, au Tennessee, qui est aménagée par 3 Rivers Energy Partners, LLC. En plus de notre participation, nous commercialiserons l'ensemble du GNR et des attributs environnementaux générés par l'installation lorsqu'elle sera en service, en 2024. Nous avons aussi la possibilité de participer à l'aménagement conjoint de futurs projets de GNR avec 3 Rivers Energy Partners, LLC.

SIÈGE SOCIAL

Vérification fiscale au Mexique

En 2019, l'administration fiscale mexicaine (le service d'administration fiscale ou « SAT ») a réalisé une vérification de la déclaration fiscale de 2013 de l'une des filiales de la société au Mexique. Cette vérification a donné lieu à un avis de cotisation refusant la déduction de toutes les charges d'intérêts et à une cotisation supplémentaire en impôts, pénalités et charges financières totalisant moins de 1 million de dollars US. Nous étions en désaccord avec cet avis et avons engagé des procédures pour le contester. En janvier 2022, nous avons reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle confirmait l'avis du SAT. De septembre 2021 à février 2022, le SAT a établi les avis de cotisation pour les années d'imposition 2014 à 2017 qui refusaient la déduction de toutes les charges d'intérêts et fixaient une retenue d'impôts différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts sur le bénéfice et retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

Le 27 avril 2022, nous avons conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, nous avons inscrit une charge d'impôts de 152 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

Régime de réinvestissement des dividendes

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre régime de réinvestissement des dividendes (RRD), à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 juillet 2022 puis versés le 31 octobre 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 342 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

Actions ordinaires émises aux termes d'un appel public à l'épargne

Le 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Nous affecterons le produit du placement, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés des capitaux et recours à la gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 septembre 2022, notre actif à court terme s'élevait à 8,9 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 16,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,9 milliards de dollars, comparativement à 5,6 milliards de dollars au 31 décembre 2021. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,6 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 4,6 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 6,0 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2022;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, de facilités de crédit complémentaires, de nos activités de gestion du portefeuille, de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 701	1 712	4 350	5 089
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(67)	(227)	511	32
Fonds provenant de l'exploitation	1 634	1 485	4 861	5 121
Postes particuliers :				
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	195	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	14	15	35
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(1)	—	(3)	120
Programme de départ volontaire à la retraite	—	71	—	71
Recouvrement d'impôts exigibles découlant du programme de départ volontaire à la retraite	—	(14)	—	(14)
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 637	1 556	5 068	5 333

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur, en partie contrebalancés par la hausse des fonds provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 739 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la diminution des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos unités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 81 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison surtout de la hausse du BAIIA, contrebalancée en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs, l'incidence des dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi que le refinancement du prêt intersociétés et son remboursement subséquent en 2022. Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 265 millions de dollars pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison des éléments susmentionnés, contrebalancés en partie par la hausse du BAIIA.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 837)	(1 446)	(4 608)	(4 305)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(746)	(241)	(1 181)	(706)
	(2 583)	(1 687)	(5 789)	(5 011)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	95	—	568	—
Prêts à une société liée remboursés (consentis), montant net	101	(620)	(11)	(840)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 205	—	1 237	—
Montants reportés et autres	49	(66)	(4)	(470)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 133)	(2 373)	(3 999)	(6 321)

En 2022, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2022 par rapport à 2021 reflète les dépenses liées à l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et à l'expansion du réseau de NGTL, en partie contrebalancées par l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel en janvier 2021 et la réduction des dépenses consacrées aux projets d'ANR.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2022 comparativement à 2021, en raison surtout des apports de capitaux propres versés à Coastal GasLink LP, conformément aux ententes définitives de juillet 2022, contrebalancés en partie par la réduction des appels de liquidités de Bruce Power. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Dans le cadre des activités de refinancement de la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, notre prêt libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance à hauteur de 1,2 milliard de dollars et a ensuite été remplacé par un nouveau prêt libellé en pesos d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait aux activités de refinancement sont présentés au montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons reçu des recouvrements contractuels de 95 millions de dollars et de 568 millions de dollars, respectivement, découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021.

Les prêts à une société liée représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités supplémentaires et du financement aux fins du projet. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	2022	2021	2022	2021
Billets à payer émis (remboursés), montant net	458	1 448	672	(1 012)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	(2)	47	2 508	7 798
Titres d'emprunt à long terme remboursés	(1 287)	—	(1 313)	(980)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	—	(633)
Dividendes et distributions versés	(923)	(903)	(2 770)	(2 652)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 742	4	1 900	64
Actions privilégiées rachetées	—	—	(1 000)	(500)
Autres	6	—	23	(15)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(6)	596	1 028	2 565

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'émission	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
ANR PIPELINE COMPANY					
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le 1^{er} août 2022, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,0 milliard de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 2,50 %.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mars 2022, nous avons émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 800 millions de dollars US par l'intermédiaire de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Nous avons affecté le produit de l'émission au rachat de la totalité des actions privilégiées de série 15 de TC Énergie émises et en circulation le 31 mai 2022, conformément à leurs modalités. Se reporter à la note 10, « Émission de billets subordonnés de rang inférieur », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

DIVIDENDES

Le 8 novembre 2022, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,90 \$ par action, payables le 31 janvier 2023 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 décembre 2022.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 juillet 2022 puis versés le 31 octobre 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 342 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 3 novembre 2022, nous avons 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et 6 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 3 millions qui pouvaient être exercées.

Le 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Nous affecterons le produit de l'émission, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Le 31 mai 2022, nous avons racheté la totalité des 40 millions d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et nous avons versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement, comme nous l'avions annoncé le 1^{er} avril 2022.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 3 novembre 2022, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,5 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 3,6 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 6,9 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en circulation. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations sont essentiellement les mêmes qu'au 31 décembre 2021, reflétant l'incidence nette de la réalisation dans le cours normal des engagements relatifs à la construction, en partie contrebalancée par les nouveaux engagements liés aux projets d'investissement.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2022 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques que nous assumons et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2021, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des instruments dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque.

Bon nombre de nos instruments financiers et obligations contractuelles comportent des composantes à taux variable qui sont fondées sur le taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») en dollars US, dont certains paramètres ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet aura lieu d'ici le milieu de 2023. Nous nous attendons à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives pour traiter les modifications de contrats comme des événements qui n'exigent pas la réévaluation de contrats ou la réévaluation de déterminations comptables antérieures. Par conséquent, ces changements ne devraient pas avoir une incidence significative sur nos états financiers consolidés. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, nous n'avons relevé aucune modification de contrat applicable par suite de la réforme des taux d'intérêt de référence. Nous continuons de suivre de près les faits nouveaux concernant ces directives.

Le 16 mai 2022, Refinitiv Benchmark Services (UK) Limited, l'administrateur du taux offert en dollars canadiens (Canadian Dollar Offered Rate, ou CDOR), a annoncé qu'il cesserait de calculer et de publier tous les taux CDOR de façon permanente après une dernière publication le 28 juin 2024. Nous évaluons actuellement les conséquences de ces directives sur les contrats et les instruments financiers assortis d'un taux variable s'appuyant sur le CDOR et nous n'avons pas encore déterminé quelle en sera l'incidence sur nos états financiers consolidés.

RISQUE DE CHANGE

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne peuvent influencer sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Une petite partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar américain. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar américain peuvent influencer sur notre bénéfice net. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt au Mexique sur la réévaluation des prêts libellés en dollars US consentis à Sur de Texas donnent lieu à une charge ou à un recouvrement d'impôts reportés libellé en pesos pour Sur de Texas, ce qui entraîne des variations du BAIIA comparable. Ces risques sont gérés au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, et les gains et pertes de couverture sont comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres.

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme libellés et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers (après impôts), selon ce qui est jugé nécessaire.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait notamment aux éléments suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie;
- les débiteurs et certains recouvrements contractuels;
- les actifs destinés à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- les prêts consentis;
- l'investissement net dans des contrats de location.

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons 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. Nous utilisons les données passées sur les pertes sur créances et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur 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. Au 30 septembre 2022, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Comme il est expliqué à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE », une provision pour pertes sur créances attendues avant impôt de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) a été comptabilisée au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, comme l'exigent les PCGR des États-Unis.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers qui offrent des facilités de dépôt au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider 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.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, dans des conditions tant normales que difficiles.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable et qui a été remboursée en totalité à son échéance, le 15 mars 2022, à hauteur d'environ 1,2 milliard de dollars.

L'état consolidé condensé des résultats reflétait les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels ont été entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

(en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	30 septembre		30 septembre		
	2022	2021	2022	2021	
Intérêts créditeurs ¹	—	22	19	64	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(22)	(19)	(64)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(42)	(28)	(45)	Intérêts créditeurs et autres
Gains de change ¹	—	42	28	45	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) qui porte intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers dont elle a affecté le produit au remboursement intégral du prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

Coastal GasLink LP

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, l'aménagement et l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink.

Apport de capitaux propres de TC Énergie et convention de prêt subordonné

En juillet 2022, aux termes des ententes définitives conclues avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, nous avons contracté l'obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, sans modification de notre participation de 35 %.

Au 30 septembre 2022, l'apport de capitaux propres résiduel de 1,3 milliard de dollars était à payer et pris en compte au poste « Crédoiteurs et autres » au bilan consolidé condensé.

En 2021, nous avons conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP dans le but de fournir un financement temporaire au projet pour couvrir les coûts supplémentaires en attendant l'obtention du relèvement du financement de projet requis. Aux termes de cette convention, le financement a été fourni au moyen de prêts portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux d'intérêt du marché et de prêts ne portant pas intérêt. À la suite des modifications apportées à cette convention de prêt le 28 juillet 2022, les prélèvements sur ce prêt effectués par Coastal GasLink LP seront fournis au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la mise en service du gazoduc Coastal GasLink et la détermination des coûts définitifs du projet. Le montant total consenti en vertu de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 2,1 milliards de dollars, dont une tranche de 1,3 milliard de dollars reflète l'apport de capitaux propres à payer décrit plus haut. L'encours de 250 millions de dollars au 30 septembre 2022 (238 millions de dollars au 31 décembre 2021) est pris en compte dans les prêts à long terme à une société liée au bilan consolidé condensé.

Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offrait une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars et l'encours de néant au 30 septembre 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) était inclus dans les prêts à des sociétés liées pris en compte dans les autres actifs à court terme au bilan consolidé condensé.

INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable 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 CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être recouverts ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont recouverts auprès des contribuables ou remboursés à ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Autres actifs à court terme	702	169
Autres actifs à long terme	69	48
Créditeurs et autres	(1 080)	(221)
Autres passifs à long terme	(239)	(47)
	(548)	(51)

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	42	(43)	(16)	(27)
Change	(283)	(125)	(321)	(183)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	165	58	561	167
Change	(1)	37	27	195
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(21)	(9)	(39)	(32)
Taux d'intérêt	2	(6)	—	(18)

1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 14, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2022, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au troisième trimestre de 2022 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Outre les éléments mentionnés plus bas, il y a lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2021 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Alliance stratégique avec la CFE

Le 4 août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente permet aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Convention comptable relative aux contrat de location

Nous déterminons si un contrat contient un contrat de location, comme le prévoient les PCGR des États-Unis, à la date de passation du contrat en exerçant notre jugement au moment d'évaluer les aspects suivants : 1) le contrat stipule un bien déterminé qui est physiquement distinct ou, s'il ne l'est pas, qui représente la quasi-totalité de la capacité du bien; 2) le contrat procure au client le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien; et 3) le client a le droit de décider comment utiliser le bien déterminé et à quelle fin l'utiliser tout au long de la durée du contrat.

S'il est établi que le contrat contient un contrat de location, il faut exercer un degré élevé de jugement pour identifier les composantes locatives distinctes constituant le contrat de location en appréciant si le preneur peut tirer avantage du droit de sa seule utilisation ou de son utilisation avec d'autres ressources qui lui sont facilement accessibles et si le droit d'utilisation ne dépend pas fortement des autres droits d'utilisation des biens sous-jacents prévus au contrat et n'y est pas étroitement lié.

Nous considérons les composantes non locatives comme constituant des éléments distincts d'un contrat qui ne sont pas liés à l'utilisation de l'actif loué. Un bien ou un service promis à un client est distinct dès lors que 1) le client peut tirer parti du bien ou du service pris isolément ou en le combinant avec d'autres ressources aisément disponibles et que 2) la promesse de l'entité de fournir le bien ou le service au client peut être identifiée séparément des autres promesses contenues dans le contrat.

Le contrat de transport intervenu entre TC Énergie et la CFE susmentionnée contient un contrat de location, aux termes des PCGR des États-Unis, comportant de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs mis en service lesquels, au 30 septembre 2022, comprenaient les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes Nord et de Tula Est. Quant aux composantes non locatives, elles englobent les services que nous offrons en matière d'exploitation et d'entretien des gazoducs de TGNH mis en service.

La contrepartie afférente au contrat sous forme de droits fixes est affectée aux composantes locatives et non locatives selon le prix de vente spécifique de chaque bien ou service distinct prévu au contrat, au moyen de la méthode du coût attendu plus marge et de la méthode résiduelle. Pour appliquer la méthode du coût attendu plus marge, la société a formulé des jugements afin de déterminer des estimations raisonnables des coûts futurs devant être engagés pour remplir les obligations de prestation non locatives.

Les gazoducs de TGNH sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Nous exerçons notre jugement afin de déterminer si, au début du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapproche de la valeur comptable restante à la fin de la durée du contrat de location. Les biens sous-jacents ne comportent aucune valeur résiduelle garantie. Cependant, TC Énergie s'attend à poursuivre l'exploitation des gazoducs de TGNH à l'expiration du contrat de location et tant qu'il y aura une offre et une demande gazières au Mexique. À la date de passation du contrat de location, nous avons déterminé que la valeur actualisée de la somme des paiements de loyers futurs sur la durée du contrat de location excédait la quasi-totalité de la juste valeur des gazoducs de TGNH sous-jacents mis en service, et ils ont donc été classés en tant que contrats de location-vente.

Contrats de location-vente et provision pour pertes sur créances attendues

Au 30 septembre 2022, nous avons comptabilisé un investissement net total dans des contrats de location-vente totalisant 2 393 millions de dollars et aucun gain ni aucune perte n'avait été pris en compte à la décomptabilisation des immobilisations corporelles respectives au bilan consolidé condensé.

L'investissement net dans des contrats de location attribuable aux contrats de location-vente est considéré comme un actif financier pouvant faire l'objet d'une dépréciation selon la méthode de la perte attendue pour la durée de vie au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Les pertes sur créances attendues sont calculées en appliquant un modèle et une méthode fondée sur des hypothèses et l'exercice du jugement à l'égard des données passées, des renseignements sur la contrepartie actuelle et des prévisions raisonnables et justifiables sur la conjoncture économique future. Comme l'exigent les PCGR des États-Unis, la méthode que nous employons comprend la prise en compte de la probabilité de défaut (probabilité que le preneur fasse défaut au cours de la durée du contrat), de la perte en cas de défaut (perte économique en proportion du solde de l'investissement net dans le contrat en cas de défaut) et de l'exposition en cas de défaut (solde de l'investissement net dans le contrat au moment du défaut hypothétique) relativement à l'information prospective sur un horizon de un an, qui comprend des hypothèses concernant des conditions macroéconomiques futures selon trois scénarios futurs établis par pondération probabiliste. Le PIB du Mexique, le ratio dette/PIB du gouvernement mexicain et l'inflation au Mexique sont les facteurs macroéconomiques les plus pertinents pour apprécier la capacité du preneur à régler l'investissement net dans des contrats de location.

Les pertes sur créances attendues sont recalculées à chaque date de présentation de l'information financière dans le but de refléter les changements apportés dans les hypothèses et les prévisions concernant la conjoncture future. Pour ce qui est de l'investissement net dans des contrats de location, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues avant impôt de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, qui a été portée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Nos entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») non consolidées sont des entités légales dans lesquelles TC Énergie n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. L'évaluation servant à déterminer si une entité est une EDDV et, le cas échéant, si TC Énergie en est le principal bénéficiaire est effectuée à la création de l'entité ou lors d'un événement déclenchant une réévaluation. Nous examinons les critères particuliers et faisons appel à notre jugement pour déterminer si nous sommes le principal bénéficiaire de l'EDDV. Au cours du troisième trimestre de 2022, un événement déclenchant une réévaluation s'est produit à l'égard de notre participation dans Coastal GasLink LP par suite des ententes révisées visant le projet et de l'apport de capitaux propres supplémentaire de 1,9 milliard de dollars de TC Énergie. Nous avons exercé notre jugement dans l'analyse du principal bénéficiaire et nous avons déterminé que le contrôle demeurait partagé entre les partenaires. Par conséquent, TC Énergie n'est pas le principal bénéficiaire. En outre, nous avons évalué notre participation dans Coastal GasLink LP et avons conclu qu'il n'existait aucune indication de dépréciation au 30 septembre 2022.

Dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons tout d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. Si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif.

Au cours du premier trimestre de 2022, nous avons choisi de saisir une occasion imprévue de prolonger les tarifs avec recours existants de Great Lakes. Cela nous a incités à réévaluer l'incidence du maintien des tarifs avec recours au niveau actuel plutôt qu'à aller de l'avant avec le processus de dossier tarifaire précédemment présumé de Great Lakes en 2022.

Le 18 mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement de dossier tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant impôts (531 millions de dollars après impôts) au titre du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs à l'état consolidé condensé des résultats et exclue du résultat comparable. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great-Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 30 septembre 2022 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes.

Nous avons choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2021, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2021 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022				2021			2020
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	3 799	3 637	3 500	3 584	3 240	3 182	3 381	3 297
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	841	889	358	1 118	779	975	(1 057)	1 124
Résultat comparable	1 068	979	1 103	1 028	970	1 038	1 106	1 069
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$	1,20 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$	1,05 \$	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$	1,14 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,81 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice sectoriel trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les clients;
- la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- certains ajustements de la juste valeur et les provisions pour pertes sur créances sur l'investissement net dans des contrats de location.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation de liquides et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur de l'énergie et du stockage, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Nous excluons du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. À compter du premier trimestre de 2022, avec retraitement rétroactif des périodes antérieures, nous excluons des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des placements détenus par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au troisième trimestre de 2022, TGNH et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Comme cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésoreries inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations non réalisées des mesures comparables. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Nous excluons également des mesures comparables les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt à une société liée libellé en pesos ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car ces montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et d'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et d'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars découlant du règlement de questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2022 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars, après impôts, de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes;
- une charge d'impôts de 193 millions de dollars découlant du règlement de principe des questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- des coûts de préservation et d'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une réduction supplémentaire de 60 millions de dollars, après impôts, de la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 19 millions de dollars, après impôts, sur la vente de la participation résiduelle dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et d'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 10 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- un gain de 7 millions de dollars, après impôts, lié aux ajustements des régimes de retraite dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- une charge d'impôts supplémentaire de 6 millions de dollars se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en 2020.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une charge de 55 millions de dollars, après impôts, se rapportant aux paiements de transition engagés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- des coûts de préservation et autres coûts de 11 millions de dollars, après impôts, se rapportant principalement à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2021 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts de 16 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- un recouvrement de 13 millions de dollars, après impôts, de certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- une charge de dépréciation d'actifs supplémentaire de 2 millions de dollars après impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2021 est également exclue :

- une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, de 2,2 milliards de dollars après impôts découlant de la suspension officielle du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel en janvier 2021.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2020 sont également exclus :

- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après impôts, se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- une reprise de 18 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- un recouvrement d'impôts additionnel de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream en 2019.

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	
	2022	2021	2022	2021
Produits				
Gazoducs – Canada	1 234	1 129	3 497	3 374
Gazoducs – États-Unis	1 449	1 275	4 295	3 832
Gazoducs – Mexique	179	153	487	456
Pipelines de liquides	691	563	2 051	1 652
Énergie et stockage	246	120	606	489
	3 799	3 240	10 936	9 803
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	322	265	763	681
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 342	1 160	3 521	3 005
Achats de produits de base revendus	128	—	429	—
Impôts fonciers	214	191	634	583
Amortissement	653	610	1 914	1 888
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	571	2 854
	2 337	1 961	7 069	8 330
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	17
Charges financières				
Intérêts débiteurs	666	596	1 866	1 749
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(116)	(81)	(254)	(195)
Intérêts créditeurs et autres charges	242	76	224	(113)
	792	591	1 836	1 441
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	992	953	2 794	730
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	110	152	479	419
Reportés	12	(17)	114	(577)
	122	135	593	(158)
Bénéfice net	870	818	2 201	888
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	8	8	28	83
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	862	810	2 173	805
Dividendes sur les actions privilégiées	21	31	85	108
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	1 000	979	988	970
Dilué	1 000	979	989	970

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	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net	870	818	2 201	888
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 510	450	1 872	(81)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(67)	(27)	(75)	(3)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(20)	(15)	(8)	(15)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	15	15	30	33
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	5	6	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(2)	25	343	155
Autres éléments du résultat étendu	1 438	453	2 168	101
Résultat étendu	2 308	1 271	4 369	989
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	16	10	38	73
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 292	1 261	4 331	916
Dividendes sur les actions privilégiées	21	31	85	108
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	2 271	1 230	4 246	808

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	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	870	818	2 201	888
Amortissement	653	610	1 914	1 888
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	571	2 854
Impôts reportés	12	(17)	114	(577)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(322)	(265)	(763)	(681)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	267	238	709	740
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(11)	8	(22)	14
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	(17)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(78)	(59)	(176)	(138)
Pertes non réalisées sur les instruments financiers	241	168	337	210
Pertes de change sur un prêt à une société liée	—	42	28	45
Autres	2	(58)	(52)	(105)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	67	227	(511)	(32)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 701	1 712	4 350	5 089
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 837)	(1 446)	(4 608)	(4 305)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(746)	(241)	(2 380)	(706)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	95	—	568	—
Prêts à des sociétés liées remboursés (accordés), montant net	101	(620)	(11)	(840)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 205	—	2 436	—
Montants reportés et autres	49	(66)	(4)	(470)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 133)	(2 373)	(3 999)	(6 321)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	458	1 448	672	(1 012)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	(2)	47	2 508	7 798
Remboursements sur la dette à long terme	(1 287)	—	(1 313)	(980)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	—	(633)
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(852)	(2 623)	(2 465)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(32)	(84)	(109)
Distributions aux participations sans contrôle	(10)	(8)	(33)	(67)
Distributions sur les titres de catégorie C	(7)	(11)	(30)	(11)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 742	4	1 900	64
Actions privilégiées rachetées	—	—	(1 000)	(500)
Autres	6	—	23	(15)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(6)	596	1 028	2 565
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	94	34	108	(6)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	656	(31)	1 487	1 327
Au début de la période	1 504	2 888	673	1 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	2 160	2 857	2 160	2 857

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 160	673
Débiteurs	3 557	3 092
Prêts à des sociétés liées	—	1 217
Stocks	1 080	724
Autres actifs à court terme	2 103	1 717
	8 900	7 423
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 34 262 \$ et	
	de 31 930 \$, respectivement	
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	75 030	70 182
Prêts à long terme à une société liée	11 664	8 441
Placements restreints	250	238
Actifs réglementaires	1 997	2 182
Investissement net dans des contrats de location	2 019	1 767
Écart d'acquisition	2 097	—
Autres actifs à long terme	13 050	12 582
	1 795	1 403
	116 802	104 218
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	6 238	5 166
Créditeurs et autres	7 835	5 099
Dividendes à payer	923	879
Intérêts courus	687	577
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 082	1 320
	16 765	13 041
Passifs réglementaires	4 397	4 300
Autres passifs à long terme	1 236	1 059
Passifs d'impôts reportés	6 949	6 142
Dette à long terme	40 918	37 341
Billets subordonnés de rang inférieur	10 634	8 939
	80 899	70 822
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	28 647	26 716
Émises et en circulation :	30 septembre 2022 – 1 012 millions d'actions	
	31 décembre 2021 – 981 millions d'actions	
Actions privilégiées	2 499	3 487
Surplus d'apport	720	729
Bénéfices non répartis	3 183	3 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu	724	(1 434)
Participations assurant le contrôle	35 773	33 271
Participations sans contrôle	130	125
	35 903	33 396
	116 802	104 218

Éventualités et garanties (note 15)

Entités à détenteurs de droits variables (note 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	26 891	26 618	26 716	24 488
Actions émises :				
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	1 754	—	1 754	—
Exercice d'options sur actions	2	4	177	71
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	2 063
Solde à la fin de la période	28 647	26 622	28 647	26 622
Actions privilégiées				
Solde au début de la période	2 499	3 487	3 487	3 980
Rachat d'actions	—	—	(988)	(493)
Solde à la fin de la période	2 499	3 487	2 499	3 487
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	717	734	729	2
Remboursement de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL et émission de titres de catégorie C	—	—	—	737
Acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	—	(398)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	—	394
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	3	2	(9)	1
Solde à la fin de la période	720	736	720	736
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	3 254	3 596	3 773	5 367
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	862	810	2 173	805
Dividendes sur les actions ordinaires	(912)	(851)	(2 681)	(2 555)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(32)	(70)	(87)
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(12)	(7)
Solde à la fin de la période	3 183	3 523	3 183	3 523
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	(706)	(2 426)	(1 434)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	1 430	451	2 158	111
Acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	—	353
Solde à la fin de la période	724	(1 975)	724	(1 975)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle				
	35 773	32 393	35 773	32 393
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	123	122	125	1 682
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	8	8	28	82
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	8	2	10	(10)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(9)	(8)	(33)	(67)
Acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	—	(1 563)
Solde à la fin de la période	130	124	130	124
Total des capitaux propres	35 903	32 517	35 903	32 517

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 2021, 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 2021 contenus dans le rapport annuel de 2021 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 2021 compris dans le rapport annuel de 2021 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 des 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;
- dans le secteur des pipelines de liquides, en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation;
- dans le secteur de l'énergie et du stockage, 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, ainsi que des interruptions de service pour entretien pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées au Canada.

Recours à des estimations et au jugement

Pour dresser les états financiers, 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 2021, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

Investissement net dans des contrats de location-vente

En août 2022, TC Énergie a annoncé qu'elle avait conclu une alliance stratégique avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») visant l'aménagement de nouvelles infrastructures du gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique aux termes d'un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui prendra fin en 2055. Il a été établi que le nouveau contrat de transport conclu entre la filiale de la société au Mexique, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), et la CFE contient un contrat de location comprenant plusieurs composantes de location-vente, et la société a donc comptabilisé un investissement net dans des contrats de location-vente, ajusté en fonction du montant des pertes sur créances attendues connexes. Se reporter à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE » pour connaître les conventions comptables ainsi que les estimations et jugements comptables critiques à l'égard des contrats de location-vente et des pertes sur créances attendues connexes.

Entités à détenteurs de droits variables

Au cours du troisième trimestre de 2022, un événement déclenchant une réévaluation s'est produit à l'égard de l'analyse du principal bénéficiaire en ce qui a trait à la participation de la société dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») par suite des ententes révisées visant le projet et de l'apport de capitaux propres de TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 16 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Réforme des taux d'intérêt de référence

En mars 2020, le FASB a publié des directives facultatives concernant le retrait attendu du taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») en dollars US, dont certains paramètres de taux ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet se fera d'ici le milieu de 2023. Ces directives prévoient des mesures de simplification facultatives pour les contrats et les relations de couverture qui sont touchés par la réforme en question, à la condition que certains critères soient réunis. La société s'attend à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives pour traiter les modifications de contrats comme des événements qui n'exigent pas la réévaluation de contrats ou la réévaluation de déterminations comptables antérieures. Par conséquent, ces changements ne devraient pas avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

À ce jour, la société a terminé son analyse des contrats touchés par la réforme des taux d'intérêt de référence et effectué les modifications de système qui s'imposent en vue de faciliter l'adoption des taux d'intérêt de référence standard proposés par le marché. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la société n'a relevé aucune modification de contrat applicable par suite de la réforme des taux d'intérêt de référence. TC Énergie continue de suivre de près les faits nouveaux concernant ces directives.

Le 16 mai 2022, Refinitiv Benchmark Services (UK) Limited, l'administrateur du taux offert en dollars canadiens (Canadian Dollar Offered Rate, ou CDOR), a annoncé qu'il cesserait de calculer et de publier tous les taux CDOR de façon permanente après une dernière publication le 28 juin 2024. La société évalue actuellement les conséquences de ces directives sur les contrats et les instruments financiers assortis d'un taux variable s'appuyant sur le CDOR et elle n'a pas encore déterminé quelle en sera l'incidence sur ses états financiers consolidés.

Modifications de conventions comptables pour 2022

Aide publique

En novembre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui accroissent les obligations d'information annuelles pour les entités qui constatent une transaction conclue avec un gouvernement, en appliquant un modèle comptable axé sur les subventions ou les contributions par analogie à d'autres directives comptables. Les entités sont tenues de présenter la nature des transactions, les conventions comptables connexes utilisées pour comptabiliser les transactions, l'effet de ces transactions sur les états financiers de l'entité ainsi que les modalités importantes afférentes à la transaction. Ces nouvelles directives entreront en vigueur dans le cadre des obligations d'information annuelles, soit au 31 décembre 2022, et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'application anticipée étant permise. La société a adopté les directives le 1^{er} janvier 2022 sur une base prospective et celles-ci n'ont eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Actifs sur contrat et passifs sur contrat découlant des contrats conclus avec des clients

En octobre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient la façon dont sont comptabilisés les actifs sur contrat et passifs sur contrat découlant des contrats conclus avec des clients acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Un acquéreur doit, à la date d'acquisition, comptabiliser les actifs sur contrat et les passifs sur contrat conformément aux directives relatives aux produits tirés de contrats conclus avec des clients. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2023 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'adoption anticipée étant permise. Pour se prévaloir de l'adoption anticipée, les modifications doivent être appliquées rétrospectivement à tous les regroupements d'entreprises ayant une date d'acquisition dans l'année de l'adoption anticipée. La société a choisi d'adopter les nouvelles directives à compter du 1^{er} janvier 2022 et celles-ci n'ont eu aucune incidence sur ses états financiers consolidés.

3. INFORMATIONS SECTORIELLES

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 stockage	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 tiré 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)
Achats 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 fonds utilisés pendant la construction							116
Intérêts créditeurs et autres							(242)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							992
Charge d'impôts							(122)
Bénéfice net							870
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(8)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							862
Dividendes sur les actions privilégiées							(21)
Bénéfice net 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 des gazoducs au Mexique comprend une provision pour pertes sur créances attendues de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) relative à l'investissement net dans des contrats de location comptabilisé en lien avec le nouveau contrat de transport conclu par TGNH. Se reporter à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE » pour un complément d'information.

trimestre clos le 30 septembre 2021							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	1 129	1 275	153	563	120	—	3 240
Produits intersectoriels	—	36	—	—	1	(37) ²	—
	1 129	1 311	153	563	121	(37)	3 240
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	54	34	18	113	42 ³	265
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴	(427)	(385)	(16)	(194)	(97)	(41) ²	(1 160)
Impôts fonciers	(75)	(93)	—	(22)	(1)	—	(191)
Amortissement	(288)	(195)	(27)	(80)	(20)	—	(610)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	343	692	144	285	116	(36)	1 544
Intérêts débiteurs							(596)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							81
Intérêts créditeurs et autres ³							(76)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							953
Charge d'impôts							(135)
Bénéfice net							818
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(8)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							810
Dividendes sur les actions privilégiées							(31)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							779

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 tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 Comprennent une charge de 89 millions de dollars au titre des paiements de transition engagés relativement au programme de départ volontaire à la retraite.

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 stockage	Siège social¹	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 tiré 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)
Achats 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	1 152	1 735	395	801	535	12	4 630
Intérêts débiteurs							(1 866)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							254
Intérêts créditeurs et autres ³							(224)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 794
Charge d'impôts							(593)
Bénéfice net							2 201
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(28)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							2 173
Dividendes sur les actions privilégiées							(85)
Bénéfice net 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 tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres par les pertes et gains 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. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 Le secteur des gazoducs au Mexique comprend une provision pour pertes sur créances attendues de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) relative à l'investissement net dans des contrats de location comptabilisé en lien avec le nouveau contrat de transport conclu par TGNH. Se reporter à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE » pour un complément d'information.

période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	3 374	3 832	456	1 652	489	—	9 803
Produits intersectoriels	—	110	—	—	14	(124) ²	—
	3 374	3 942	456	1 652	503	(124)	9 803
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	8	176	100	54	298	45 ³	681
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴	(1 156)	(1 019)	(41)	(509)	(319)	39 ²	(3 005)
Impôts fonciers	(225)	(276)	—	(78)	(4)	—	(583)
Amortissement	(941)	(570)	(81)	(238)	(58)	—	(1 888)
Charge de dépréciation d'actifs et autres	—	—	—	(2 854)	—	—	(2 854)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	17	—	17
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 060	2 253	434	(1 973)	437	(40)	2 171
Intérêts débiteurs							(1 749)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							195
Intérêts créditeurs et autres ³							113
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							730
Recouvrement d'impôts							158
Bénéfice net							888
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(83)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							805
Dividendes sur les actions privilégiées							(108)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							697

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 tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 Comprennent une charge de 89 millions de dollars au titre des paiements de transition engagés relativement au programme de départ volontaire à la retraite.

Total de l'actif par secteur

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Gazoducs – Canada	29 321	25 213
Gazoducs – États-Unis	50 411	45 502
Gazoducs – Mexique	8 963	7 547
Pipelines de liquides	15 659	14 951
Énergie et stockage	7 412	6 563
Siège social	5 036	4 442
	116 802	104 218

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 2022 et 2021 :

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 stockage	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 ²	—	—	55	—	—	55
Autres produits ³	—	20	—	176	37	233
	1 234	1 449	179	691	246	3 799

- 1 Le secteur des gazoducs au 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 Représentent les produits tirés de contrats de location-vente afférents au nouveau contrat de transport conclu par TGNH. Se reporter à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE » pour un complément d'information.
- 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 14 « 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 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 109	967	146	520	—	2 742
Électricité	—	—	—	—	72	72
Stockage de gaz naturel et autres ¹	20	296	7	1	59	383
	1 129	1 263	153	521	131	3 197
Autres produits ²	—	12	—	42	(11)	43
	1 129	1 275	153	563	120	3 240

- 1 Le secteur des gazoducs au Canada comprend des produits de 20 millions de dollars tirés des produits 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 14 « 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 31 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 stockage	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 ²	—	—	55	—	—	55
Autres produits ³	—	12	—	560	2	574
	3 497	4 295	487	2 051	606	10 936

- 1 Le secteur des gazoducs au Canada comprend des produits de 53 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 Représentent les produits tirés de contrats de location-vente afférents au nouveau contrat de transport conclu par TGNH. Se reporter à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE » pour un complément d'information.
- 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 14 « 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.

période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	3 304	3 034	433	1 491	—	8 262
Électricité	—	—	—	—	230	230
Stockage de gaz naturel et autres ¹	70	753	23	3	217	1 066
	3 374	3 787	456	1 494	447	9 558
Autres produits ²	—	45	—	158	42	245
	3 374	3 832	456	1 652	489	9 803

- 1 Le secteur des gazoducs au Canada comprend des produits de 70 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 14 « 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 95 millions de dollars.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2022	31 décembre 2021	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 737	1 627	Débiteurs
Actifs sur contrats	214	202	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	358	249	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	64	90	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	106	184	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, des produits de 11 millions de dollars (12 millions de dollars en 2021) 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 se rapportent surtout aux paiements de frais fixes de capacité pour des causes de force majeure reçus auparavant relativement à des ententes de capacité à long terme conclues au Mexique, desquels certains soldes d'actifs sur contrats ont été déduits conformément aux modalités du nouveau contrat de transport de TGNH.

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 30 septembre 2022, 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 23,6 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 1,7 milliard de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2022.

5. ÉCART D'ACQUISITION

L'écart d'acquisition est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs. Si elle conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, elle procèdera alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition.

Great Lakes

Au cours du premier trimestre de 2022, TC Énergie a choisi de saisir une occasion imprévue de prolonger les tarifs avec recours existants de Great Lakes. Cela a incité la société à réévaluer l'incidence du maintien des tarifs avec recours au niveau actuel plutôt qu'à aller de l'avant avec le processus de dossier tarifaire précédemment présumé de Great Lakes en 2022.

Le 18 mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement de dossier tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant les impôts (531 millions de dollars après impôts) au titre du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs à l'état consolidé condensé des résultats de la société. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 30 septembre 2022 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes.

La société a choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt.

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2022 et 2021 ont été de 21 % et de -22 %, respectivement. L'augmentation du taux d'imposition effectif est attribuable principalement aux effets de la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres inscrite en 2021, au règlement des cotisations d'impôts au Mexique dont il est question ci-dessous et la partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes qui est non déductible aux fins des impôts inscrite au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022.

Vérification fiscale au Mexique

En 2019, l'administration fiscale mexicaine (le service d'administration fiscale ou « SAT ») a réalisé une vérification de la déclaration fiscale de 2013 de l'une des filiales de la société au Mexique. Cette vérification a donné lieu à un avis de cotisation refusant la déduction de toutes les charges d'intérêts et à une cotisation supplémentaire en impôts, pénalités et charges financières totalisant moins de 1 million de dollars US. La société était en désaccord avec cet avis et a engagé des procédures pour le contester. En janvier 2022, TC Énergie a reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle confirmait l'avis du SAT. De septembre 2021 à février 2022, le SAT a établi les avis de cotisation pour les années d'imposition 2014 à 2017 qui refusaient la déduction de toutes les charges d'intérêts et fixaient une retenue d'impôts différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts sur le revenu et retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

Le 27 avril 2022, TC Énergie a conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la société a inscrit une charge d'impôts de 195 millions de dollars (152 millions de dollars US), compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

7. PRÊTS À DES SOCIÉTÉS LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

Sur de Texas

TC Énergie détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la détention du gazoduc Sur de Texas dont elle est l'exploitant. En 2017, TC Énergie a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise portant intérêt à un taux variable; la facilité d'environ 1,2 milliard de dollars a été entièrement remboursée à l'échéance, soit le 15 mars 2022.

L'état consolidé condensé des résultats de la société reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels ont été entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans la quote-part de TC Énergie dans le bénéfice de Sur de Texas comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	30 septembre		mois closes les		
	2022	2021	2022	2021	
Intérêts créditeurs ¹	—	22	19	64	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(22)	(19)	(64)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(42)	(28)	(45)	Intérêts créditeurs et autres
Gains de change ¹	—	42	28	45	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé avec un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a obtenu un emprunt à terme non garanti auprès de tiers dont le produit a été affecté au remboursement intégral du prêt intersociétés libellé en dollars américains conclu avec TC Énergie.

Ce prêt intersociétés représentait la quote-part de TC Énergie du financement par emprunt de la coentreprise. Les remboursements et frais d'émission connexes sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie de la société.

Coastal GasLink LP

TC Énergie détient une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP et ses services ont été retenus pour mettre au point et exploiter le gazoduc Coastal GasLink.

Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

La société a conclu avec Coastal GasLink LP une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée en vue d'assurer des liquidités à court terme additionnelles et la souplesse du financement dans le cadre du projet. La facilité de 100 millions de dollars porte intérêt à un taux variable fondé sur le marché et l'encours qui se chiffrait à néant au 30 septembre 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) a été classé dans les prêts à des sociétés liées figurant à l'actif à court terme du bilan consolidé condensé de la société.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP dans le but de fournir un financement temporaire au projet pour couvrir les coûts supplémentaires en attendant l'obtention du relèvement du financement de projet requis. Aux termes de cette convention, le financement a été fourni au moyen de prêts portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux d'intérêt du marché et de prêts ne portant pas intérêt. À la suite des modifications apportées à cette convention de prêt le 28 juillet 2022, les prélèvements sur ce prêt effectués par Coastal GasLink LP seront fournis au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, après la mise en service du gazoduc Coastal GasLink et la détermination des coûts définitifs du projet. Le montant total consenti en vertu de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 2,1 milliards de dollars et le montant disponible s'élevait à 1,8 milliard de dollars, et l'encours de 250 millions de dollars au 30 septembre 2022 (238 millions de dollars au 31 décembre 2021) est pris en compte dans les prêts à long terme à une société liée au bilan consolidé condensé de la société.

8. ALLIANCE STRATÉGIQUE TGNH AVEC LA CFE

Alliance stratégique avec la CFE

Le 4 août 2022, TC Énergie a annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement aux gazoducs de la société situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente permet aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Dans le cadre de l'alliance stratégique, TC Énergie a pris la décision d'investissement finale d'entreprendre la construction du gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025.

TC Énergie et la CFE ont également convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale. En vertu du nouveau contrat de transport, l'exploitation et l'entretien des gazoducs de TGNH mis en service incomberont à la société.

Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

Contrat de location

Conventions comptables et estimations et jugements comptables critiques

La société détermine si un contrat contient un contrat de location à la date de passation du contrat en exerçant son jugement au moment d'évaluer les aspects suivants : 1) le contrat stipule un bien déterminé qui est physiquement distinct ou, s'il ne l'est pas, qui représente la quasi-totalité de la capacité du bien; 2) le contrat procure au client le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien; et 3) le client a le droit de décider comment utiliser le bien déterminé et à quelle fin l'utiliser tout au long de la durée du contrat.

S'il est établi que le contrat contient un contrat de location, il faut exercer un degré élevé de jugement pour identifier les composantes locatives distinctes constituant le contrat de location en appréciant si le preneur peut tirer avantage du droit de sa seule utilisation ou de son utilisation avec d'autres ressources qui lui sont facilement accessibles et si le droit d'utilisation ne dépend pas fortement des autres droits d'utilisation des biens sous-jacents prévus au contrat et n'y est pas étroitement lié.

La société considère les composantes non locatives comme constituant des éléments distincts d'un contrat qui ne sont pas liés à l'utilisation de l'actif loué. Un bien ou un service promis à un client est distinct dès lors que : 1) le client peut tirer parti du bien ou du service pris isolément ou en le combinant avec d'autres ressources aisément disponibles et que 2) la promesse de l'entité de fournir le bien ou le service au client peut être identifiée séparément des autres promesses contenues dans le contrat.

Le contrat de transport intervenu entre TC Énergie et la CFE susmentionné contient un contrat de location comportant de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs mis en service lesquels, au 30 septembre 2022, comprenaient le gazoduc de Tamazunchale, le tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes ainsi que le tronçon est du gazoduc de Tula. Quant aux composantes non locatives, elles englobent les services qu'offre la société en matière d'exploitation et d'entretien des gazoducs de TGNH mis en service.

La contrepartie afférente au contrat sous forme de droits fixes est affectée aux composantes locatives et non locatives selon le prix de vente spécifique de chaque bien ou service distinct prévu au contrat, au moyen de la méthode du coût attendu plus marge et de la méthode résiduelle. Pour appliquer la méthode du coût attendu plus marge, la société a formulé des jugements afin de déterminer des estimations raisonnables des coûts futurs devant être engagés pour remplir les obligations de prestation non locatives.

Les gazoducs de TGNH sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. La société exerce son jugement afin de déterminer si, au début du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapproche de la valeur comptable restante à la fin de la durée du contrat de location. Les biens sous-jacents ne comportent aucune valeur résiduelle garantie. Cependant, TC Énergie s'attend à poursuivre l'exploitation des gazoducs de TGNH à l'expiration du contrat de location et tant qu'il y aura une offre et une demande gazières au Mexique. À la date de passation du contrat de location, la société a déterminé que la valeur actualisée de la somme des paiements de loyers futurs sur la durée du contrat de location excédait la quasi-totalité de la juste valeur des gazoducs de TGNH sous-jacents mis en service, et ils ont donc été classés en tant que contrats de location-vente.

Investissement net dans des contrats de location-vente

Au 30 septembre 2022, la société avait comptabilisé un investissement net total dans des contrats de location-vente totalisant 2 393 millions de dollars et aucun gain ni aucune perte n'avait été pris en compte à la décomptabilisation des immobilisations corporelles respectives.

Le tableau qui suit présente les composantes de l'investissement net total dans des contrats de location figurant au bilan consolidé condensé de la société :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2022
Investissement net dans des contrats de location	
Paiements minimaux futurs au titre de la location	9 684
Produits tirés de contrats de location non acquis	(7 230)
Créances locatives	2 454
Provision pour pertes sur créances attendues	(73)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	12
	2 393
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme	(296)
	2 097

Les paiements de loyers futurs à recevoir aux termes des contrats de location-vente existants se ventilent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2022
Moins de un an	296
De un an à deux ans	296
De deux à trois ans	296
De trois à quatre ans	296
De quatre à cinq ans	296
Plus de cinq ans	8 204
	9 684

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, la société a inscrit des produits tirés de contrats de location-vente de 55 millions de dollars dans le secteur Gazoducs – Mexique. Se reporter à la note 4 « Produits » pour un complément d'information.

L'investissement net dans des contrats de location attribuable aux contrats de location-vente est considéré comme un actif financier pouvant faire l'objet d'une dépréciation selon la méthode de la perte attendue pour la durée de vie au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Les pertes sur créances attendues sont calculées en appliquant un modèle et une méthode fondée sur des hypothèses et l'exercice du jugement à l'égard des données passées, des renseignements sur la contrepartie actuelle et des prévisions raisonnables et justifiables sur la conjoncture économique future. La méthode qu'emploie la société comprend la prise en compte de la probabilité de défaut (probabilité que le preneur fasse défaut au cours de la durée du contrat), de la perte en cas de défaut (perte économique en proportion du solde de l'investissement net dans le contrat en cas de défaut) et de l'exposition en cas de défaut (solde de l'investissement net dans le contrat au moment du défaut hypothétique) relativement à l'information prospective sur un horizon de un an, qui comprend des hypothèses concernant des conditions macroéconomiques futures selon trois scénarios futurs établis par pondération probabiliste. Le PIB du Mexique, le ratio dette/PIB du gouvernement mexicain et l'inflation au Mexique sont les facteurs macroéconomiques les plus pertinents pour apprécier la capacité du preneur à régler l'investissement net dans des contrats de location.

Les pertes sur créances attendues sont recalculées à chaque date de présentation de l'information financière dans le but de refléter les changements apportés dans les hypothèses et les prévisions concernant la conjoncture future. Pour ce qui est de l'investissement net dans des contrats de location, la société a comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues avant impôt de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, qui a été portée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

9. DETTE À LONG TERME

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 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 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
ANR PIPELINE COMPANY					
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le 1^{er} août 2022, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1 milliard de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 2,50 %.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 5 millions de dollars et de 11 millions de dollars, respectivement (2 millions de dollars et 20 millions de dollars, respectivement, en 2021) en lien avec des projets d'investissement.

10. ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Les billets subordonnés de rang inférieur émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 sont les suivants :

(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	Mars 2022	Billets subordonnés de rang inférieur ¹	Mars 2082	800 US	5,85 %

1 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de TransCanada Trust soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de TransCanada Trust ne sont pas compris dans les états financiers de TC Énergie puisque TCPL n'a pas de participation variable dans TransCanada Trust et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En mars 2022, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2022-A pour un montant de 800 millions de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,60 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 800 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,85 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2032 jusqu'en mars 2052 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 4,236 % par année et il sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2052 jusqu'en mars 2082 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans majoré de 4,986 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 7 décembre 2031 et le 7 mars 2032 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang ou autres obligations de TCPL, actuels et futurs.

11. 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	
	2022	2021	2022	2021
par action ordinaire	0,90	0,87	2,70	2,61
par action privilégiée de série 1	0,22	0,22	0,65	0,65
par action privilégiée de série 2	0,21	0,13	0,50	0,38
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11	0,32	0,32
par action privilégiée de série 4	0,17	0,09	0,38	0,26
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,37	0,37
par action privilégiée de série 6	0,23	0,11	0,48	0,31
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 13	—	—	—	0,34
par action privilégiée de série 15	—	0,31	0,31	0,61

Actions ordinaires

Le 10 août 2022, TC Énergie a émis 28 400 000 actions ordinaires au prix de 63,50 \$ chacune pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. La société affectera le produit, directement ou indirectement, ainsi que d'autres sources de financement et les fonds en caisse au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Régime de réinvestissement des dividendes

TC Énergie a rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022.

Actions privilégiées

Le 31 mai 2022, TC Énergie a racheté la totalité des 40 000 000 d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et a versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur de 800 millions de dollars US, survenue en mars 2022, au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

12. 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 répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

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
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	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 et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	2	15
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels 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

trimestre clos le 30 septembre 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	441	9	450
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(36)	9	(27)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(19)	4	(15)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	18	(3)	15
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	7	(2)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	34	(9)	25
Autres éléments du résultat étendu	445	8	453

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
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	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 et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	37	(7)	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels 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

période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(78)	(3)	(81)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(4)	1	(3)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(19)	4	(15)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	41	(8)	33
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	16	(4)	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	207	(52)	155
Autres éléments du résultat étendu	163	(62)	101

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, sont les suivantes :

trimestre clos le 30 septembre 2022 (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	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2022	(657)	(85)	(109)	145	(706)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	1 435	(20)	—	(2)	1 413
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	15	2	—	17
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 435	(5)	2	(2)	1 430
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2022	778	(90)	(107)	143	724

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite d'un gain lié à une participation sans contrôle de 8 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2022					
(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 ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2022	(1 009)	(112)	(113)	(200)	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	1 787	(8)	—	345	2 124
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	30	6	(2)	34
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 787	22	6	343	2 158
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2022	778	(90)	(107)	143	724

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite d'un gain lié à une participation sans contrôle de 10 millions de dollars.
- 3 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 54 millions de dollars (41 millions de dollars après impôts) au 30 septembre 2022. 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 à l'état consolidé condensé des résultats se détaillent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	2022	2021	2022	2021	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	(10)	(8)	(24)	(13)	Produits (Énergie et stockage)
Taux d'intérêt	(3)	(10)	(13)	(28)	Intérêts débiteurs
	(13)	(18)	(37)	(41)	Total avant les impôts
	(2)	3	7	8	Charge (recouvrement) d'impôts
	(15)	(15)	(30)	(33)	Déduction faite des impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des pertes actuarielles	(3)	(7)	(8)	(16)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	1	2	2	4	Charge (recouvrement) d'impôts
	(2)	(5)	(6)	(12)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	1	(9)	3	(27)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	2	(1)	7	Charge (recouvrement) d'impôts
	—	(7)	2	(20)	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 13 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

13. 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	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Coût des services rendus ¹	36	44	2	2	108	129	4	5
Autres composantes du coût net des prestations ¹								
Coût financier	32	30	4	3	94	90	10	9
Rendement prévu des actifs des régimes	(59)	(59)	(3)	(4)	(178)	(176)	(10)	(10)
Amortissement des pertes actuarielles	3	7	—	—	8	18	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	3	6	—	1	9	20	1	2
	(21)	(16)	1	—	(67)	(48)	2	2
Coût net des prestations constaté	15	28	3	2	41	81	6	7

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.

14. 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, aux prêts et à l'investissement net dans des contrats de location.

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 2021 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. Au 30 septembre 2022, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La société a comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues avant impôt de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location se rapportant au nouveau contrat de transport de TGNH. Se reporter à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE » pour un complément d'information.

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.

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, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US, le cas échéant, pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après impôts.

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 2022		31 décembre 2021	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2022 à 2024)	(73)	3 600 US	(4)	3 800 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2023 à 2025)	(11)	300 US	23	400 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2022) ³	(2)	—	—	—
	(86)	3 900 US	19	4 200 US

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

3 Le montant nominal est présenté sur une base nette.

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 2022	31 décembre 2021
Montant nominal	34 500 (25 100 US)	30 700 (24 200 US)
Juste valeur	32 000 (23 200 US)	35 500 (28 100 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 prêts à des sociétés liées, les autres actifs à court terme, les prêts à long terme à une société liée, 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. Chacun de ces instruments est classé 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 2022		31 décembre 2021	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{1,2}	(42 000)	(39 076)	(38 661)	(45 615)
Billets subordonnés de rang inférieur	(10 634)	(9 365)	(8 939)	(9 236)
	(52 634)	(48 441)	(47 600)	(54 851)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 1,0 milliard de dollars US (néant au 31 décembre 2021) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comprend des gains non réalisés de 73 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement (néant en 2021) 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 1,0 milliard de dollars US au 30 septembre 2022 (néant au 31 décembre 2021). Il n'y a eu aucun autre gain non réalisé ni aucune perte non réalisée 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 ont été classés comme disponibles à la vente.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2022		31 décembre 2021	
	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	53	—	26
Échéant entre 1 an et 5 ans	9	108	8	107
Échéant entre 5 et 10 ans	1 100	—	1 150	—
Échéant à plus de 10 ans	74	—	84	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	690	—	817	—
	1 874	161	2 059	133

- 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 2022		30 septembre 2021	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Pertes nettes non réalisées				
du trimestre clos	—	(2)	(13)	—
de la période de neuf mois close	(300)	(8)	(4)	(1)
(Pertes nettes réalisées) gains nets réalisés ³				
du trimestre clos	(10)	—	9	—
de la période de neuf mois close	(26)	—	6	—

- 1 Les gains et les pertes 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 d'actifs et de passifs réglementaires, respectivement.
- 2 Les pertes sur les autres placements restreints sont portées dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.
- 3 Les gains et les pertes réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculées 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 aux cours du marché s'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 non réalisés 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 instruments 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 découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont censés être recouverts ou remboursés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont recouverts auprès des contribuables ou remboursés à ces derniers 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 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	—	—	—	663	663
Change	—	—	3	36	39
	—	—	3	699	702
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	1	—	—	47	48
Change	—	—	6	15	21
	1	—	6	62	69
Total des actifs dérivés	1	—	9	761	771
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(42)	—	—	(682)	(724)
Change	—	—	(63)	(285)	(348)
Taux d'intérêt	—	(8)	—	—	(8)
	(42)	(8)	(63)	(967)	(1 080)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(4)	—	—	(57)	(61)
Change	—	—	(32)	(83)	(115)
Taux d'intérêt	—	(63)	—	—	(63)
	(4)	(63)	(32)	(140)	(239)
Total des passifs dérivés	(46)	(71)	(95)	(1 107)	(1 319)
Total des dérivés	(45)	(71)	(86)	(346)	(548)

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 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	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	—	—	122	122
Change	—	10	37	47
	—	10	159	169
Autres actifs à long terme				
Produits de base ²	—	—	8	8
Change	—	32	6	38
Taux d'intérêt	2	—	—	2
	2	32	14	48
Total des actifs dérivés	2	42	173	217
Créditeurs et autres				
Produits de base ²	(23)	—	(138)	(161)
Change	—	(4)	(46)	(50)
Taux d'intérêt	(10)	—	—	(10)
	(33)	(4)	(184)	(221)
Autres passifs à long terme				
Produits de base ²	(4)	—	(6)	(10)
Change	—	(19)	(10)	(29)
Taux d'intérêt	(8)	—	—	(8)
	(12)	(19)	(16)	(47)
Total des passifs dérivés	(45)	(23)	(200)	(268)
Total des dérivés	(43)	19	(27)	(51)

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 2022	31 décembre 2021	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Dette à long terme	(1 304)	—	71	—

1 Au 30 septembre 2022 et au 31 décembre 2021, 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 2022						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	629	(21)	10	100	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	7 571	1 000
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	9 747	—
Dates d'échéance	2022-2026	2022-2027	2022-2024	2022	2022-2026	2030

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

au 31 décembre 2021						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt	
Ventes (achats), montant net ¹	490	(52)	4	—	—	
Millions de dollars US	—	—	—	6 636	650	
Millions de pesos mexicains	—	—	—	5 500	—	
Dates d'échéance	2022-2026	2022-2027	2022	2022-2026	2024-2026	

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 non réalisé(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	2021	30 septembre	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	42	(43)	(16)	(27)
Change	(283)	(125)	(321)	(183)
Montant des gains (pertes) réalisés de la période				
Produits de base	165	58	561	167
Change	(1)	37	27	195
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisés de la période				
Produits de base	(21)	(9)	(39)	(32)
Taux d'intérêt	2	(6)	—	(18)

1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres selon leur montant net.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 12) 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	
	2022	2021	2022	2021
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	(23)	(16)	(42)	(31)
Taux d'intérêt	—	(3)	36	12
	(23)	(19)	(6)	(19)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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	
	2022	2021	2022	2021
Couverture de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(10)	—	(12)	—
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	1	—	2	—
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}				
Produits de base ⁴	(10)	(8)	(24)	(13)
Taux d'intérêt ¹	(3)	(10)	(13)	(28)

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 12 « 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 de l'énergie et du stockage 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 affaires 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. Le tableau qui suit illustre 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 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	711	(610)	101
Change	60	(60)	—
	771	(670)	101
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(785)	610	(175)
Change	(463)	60	(403)
Taux d'intérêt	(71)	—	(71)
	(1 319)	670	(649)

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

au 31 décembre 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	130	(91)	39
Change	85	(54)	31
Taux d'intérêt	2	(1)	1
	217	(146)	71
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(171)	91	(80)
Change	(79)	54	(25)
Taux d'intérêt	(18)	1	(17)
	(268)	146	(122)

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 2022, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 150 millions de dollars et des lettres de crédit de 19 millions de dollars (respectivement de 144 millions de dollars et de 130 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 30 septembre 2022, la société détenait une garantie en trésorerie de 2 millions de dollars et le solde des lettres de crédit fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs se chiffrait à 13 millions de dollars (respectivement de néant et de 6 millions de dollars au 31 décembre 2021).

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 2022, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 21 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2021), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2022, 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 de données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. 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 2022	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	557	154	—	711
Change	—	60	—	60
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(572)	(197)	(16)	(785)
Change	—	(463)	—	(463)
Taux d'intérêt	—	(71)	—	(71)
	(15)	(517)	(16)	(548)

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 2022.

au 31 décembre 2021	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	39	91	—	130
Change	—	85	—	85
Taux d'intérêt	—	2	—	2
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(49)	(116)	(6)	(171)
Change	—	(79)	—	(79)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	(18)
	(10)	(35)	(6)	(51)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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	
	2022	2021	2022	2021
Solde au début de la période	(15)	(5)	(6)	(4)
Pertes nettes comptabilisées dans le bénéfice net	(3)	(1)	(11)	(2)
Pertes nettes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(1)	—	(2)	—
Transferts vers le niveau 2	2	—	2	—
Règlements	1	—	1	—
Solde à la fin de la période¹	(16)	(6)	(16)	(6)

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les produits comprenaient des pertes non réalisées de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2022 (pertes non réalisées de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement, en 2021).

15. ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des affaires. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites dans le cours normal des affaires, 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.

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de 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)	Durée	30 septembre 2022		31 décembre 2021	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2043	101	—	93	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2023	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2043	81	3	80	4
		270	3	261	4

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

16. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

L'évaluation servant à déterminer si une entité est une EDDV et, le cas échéant, si la société en est le principal bénéficiaire est effectuée à la création de l'entité ou lors d'un événement déclenchant une réévaluation. La société examine les critères particuliers et fait appel à son jugement pour déterminer si elle est le principal bénéficiaire de l'EDDV.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

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 2022	31 décembre 2021
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	68	72
Débiteurs	74	70
Stocks	29	28
Autres actifs à court terme	9	13
	180	183
Immobilisations corporelles	4 036	3 672
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	950	890
Écart d'acquisition	457	421
	5 623	5 166
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	258	232
Intérêts courus	23	17
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	32	29
	313	278
Passifs réglementaires	77	66
Autres passifs à long terme	—	1
Passifs d'impôts reportés	14	13
Dette à long terme	2 170	2 025
	2 574	2 383

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

Au cours du troisième trimestre de 2022, un événement déclenchant une réévaluation s'est produit à l'égard de la participation de la société dans Coastal GasLink LP par suite des ententes révisées visant le projet et de l'apport de capitaux propres supplémentaire de 1 880 millions de dollars de TC Énergie. La société a exercé son jugement dans l'analyse du principal bénéficiaire et elle a déterminé que le contrôle demeurerait partagé entre les partenaires. Par conséquent, TC Énergie n'est pas le principal bénéficiaire. En outre, la société a évalué sa participation dans Coastal GasLink LP et a conclu qu'il n'existait aucune indication de dépréciation au 30 septembre 2022. Des changements défavorables quant aux attentes de la société à l'égard d'événements futurs pourraient indiquer une diminution des flux de trésorerie futurs estimés et entraîner une dépréciation de cette participation.

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 2022	31 décembre 2021
Risque figurant au bilan		
Prêt à une société liée ¹	—	1
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	4 969	4 493
Coastal GasLink ²	2 738	386
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 303	1 219
Prêts à long terme à une société liée ¹	250	238
Risque hors bilan³		
Bruce Power ⁴	2 177	974
Coastal GasLink ⁵	475	3 037
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	97	171
Risque maximal de perte	12 009	10 519

1 Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

2 Comprend un apport de capitaux propres de 1 880 millions de dollars fourni par TC Énergie sous forme de mensualités entre août 2022 et février 2023. Au 30 septembre 2022, un passif de 1 343 millions de dollars a été comptabilisé au titre de la tranche restante de l'apport de capitaux propres et pris en compte au poste Crédoiteurs et autres du bilan consolidé condensé de la société.

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

4 Le 7 mars 2022, la SIERE a examiné l'estimation définitive du coût et de l'échéancier ayant été soumise en décembre 2021 pour le programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power. Au 30 septembre 2022, le risque maximal englobait les montants devant être investis par TC Énergie aux termes du programme de RCP du réacteur 3 ainsi que l'augmentation attendue des montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs.

5 Représente le montant total de 2 068 millions de dollars (3 275 millions de dollars au 31 décembre 2021) disponible aux termes d'une convention de prêt subordonné établie avec Coastal GasLink LP, diminué de l'encours de 250 millions de dollars aux termes de cette convention de prêt au 30 septembre 2022 (238 millions de dollars au 31 décembre 2021) et diminué de la somme de 1 343 millions de dollars (néant au 31 décembre 2021) correspondant à la tranche restante de l'apport de capitaux propres susmentionné. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.