

TC Énergie présente de solides résultats pour le premier trimestre de 2023 Poursuite de la réalisation des projets d'infrastructures énergétiques essentiels et progression du programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars

CALGARY (Alberta) – Le 28 avril 2023 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le premier trimestre. « Les résultats du premier trimestre de 2023 continuent de démontrer la résilience de nos activités et notre capacité à assurer une croissance durable des flux de trésorerie tout en poursuivant notre plan de financement clairement défini. Le BAIIA comparable¹ a augmenté de 16 % pour s'établir à 2,8 milliards de dollars en regard du premier trimestre de 2022 et le bénéfice sectoriel s'est chiffré à 2,2 milliards de dollars, contre 1,2 milliard de dollars au premier trimestre de 2022 », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Nos priorités pour 2023 sont claires – acheminer une source d'énergie essentielle de façon sécuritaire et fiable partout en Amérique du Nord, faire progresser nos projets d'infrastructures énergétiques essentielles et mener à bien notre programme de sortie d'actifs afin d'accélérer l'atteinte de nos objectifs de réduction de la dette. »

Points saillants

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

- Les résultats du premier trimestre de 2023 ont été soutenus par la forte utilisation et la demande pour nos actifs et services :
 - les livraisons totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 14,5 Gpi³/j, en hausse par rapport au premier trimestre de 2022;
 - le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits moyens de 28,5 Gpi³/j, plusieurs actifs ayant avoisiné des niveaux records au cours des périodes de forte demande;
 - le secteur Gazoducs – États-Unis a établi nouveau record pour ce qui est des livraisons vers les installations d'exportation de GNL;
 - les centrales de cogénération en Alberta ont atteint 100 % de leur capacité disponible en février;
 - la capacité disponible de Bruce Power a été de 95 %.
- Résultats financiers du premier trimestre de 2023 :
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,3 milliard de dollars (1,29 \$ par action ordinaire), comparativement à 0,4 milliard de dollars (0,36 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2022. Résultat comparable¹ de 1,2 milliard de dollars (1,21 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,1 milliard de dollars (1,12 \$ par action ordinaire) en 2022.
 - Bénéfice sectoriel de 2,2 milliards de dollars, contre un bénéfice sectoriel de 1,2 milliard de dollars en 2022, et BAIIA comparable de 2,8 milliards de dollars, contre 2,4 milliards de dollars en 2022.
- Confirmation de nos perspectives financières pour 2023, le BAIIA comparable devant être de 5 % à 7 % plus élevé par rapport à 2022.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.
- Taux de participation des actionnaires ordinaires au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») d'environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 363 millions de dollars en actions ordinaires provenant des dividendes déclarés le 13 février 2023.

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables 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 sectoriel, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le bénéfice net par action ordinaire et les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation 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.

- Poursuite de notre programme de projets d'investissement garantis phares avec la mise en service de projets d'une valeur de 1,4 milliard de dollars au premier trimestre de 2023 et la mise en service éventuelle de projets à hauteur de 6,0 milliards de dollars en 2023.
- Mise en service de projets d'une valeur de 1,1 milliard de dollars dans le secteur Gazoducs – Canada au premier trimestre de 2023, avec un volume supplémentaire de 700 Mpi³/j accessible sur le marché et l'ajout attendu de 500 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2023.
- Mise en service du réseau d'oléoducs Port Neches Link en mars 2023, ce qui a permis de fournir une connectivité du dernier kilomètre sur les principaux marchés.
- Acquisition du parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Conclusion d'une entente visant l'acquisition du parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. La clôture de l'acquisition de Blue Cloud est conditionnelle à l'approbation réglementaire.
- Obtention, le 11 avril 2023, de l'approbation de la FERC pour ce qui est du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR.
- Mise hors service du réacteur 3 de Bruce Power le 1^{er} mars 2023 pour entreprendre le programme de remplacement des composantes principales (« RCP »), pour une mise en service prévue en 2026.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice		
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 313	358
par action ordinaire – de base	1,29 \$	0,36 \$
Bénéfice sectoriel		
Gazoducs – Canada	411	358
Gazoducs – États-Unis	1 079	310
Gazoducs – Mexique	254	120
Pipelines de liquides	176	272
Énergie et solutions énergétiques	252	76
Siège social	(2)	31
Total du bénéfice sectoriel	2 170	1 167
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	740	644
Gazoducs – États-Unis	1 267	1 107
Gazoducs – Mexique	172	148
Pipelines de liquides	317	329
Énergie et solutions énergétiques	281	157
Siège social	(2)	3
BAIIA comparable	2 775	2 388
Amortissement	(677)	(626)
Intérêts débiteurs inclus dans les résultat comparable	(757)	(580)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	131	75
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	33	32
Intérêts créditeurs et autres	42	35
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	(280)	(179)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(11)	(11)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(31)
Résultat comparable	1 233	1 103
Résultat comparable par action ordinaire	1,21 \$	1,12 \$
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 074	1 707
Fonds provenant de l'exploitation comparables	2 066	1 865
Dépenses d'investissement ¹	3 033	1 737
Dividendes déclarés		
par action ordinaire	0,93 \$	0,90 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
– moyenne pondérée de la période	1 021	981
– émises et en circulation à la fin de la période	1 023	983

1 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux 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.

Message du chef de la direction

L'excellence opérationnelle entraîne une hausse de 16 % du BAIIA comparable au premier trimestre

Les résultats du premier trimestre de 2023 ont été soutenus par la forte demande pour nos actifs ainsi que notre capacité à fournir des services énergétiques essentiels dans toute l'Amérique du Nord de façon sécuritaire et fiable. Notre BAIIA comparable s'est chiffré à 2,8 milliards de dollars, en hausse de 16 % en regard du premier trimestre de 2022, et le bénéfice sectoriel s'est établi à 2,2 milliards de dollars, comparativement à 1,2 milliard de dollars au premier trimestre de 2022. Le résultat comparable par action pour le trimestre s'est établi à 1,21 \$, en hausse de 8 % en regard de celui de 1,12 \$ pour le premier trimestre de 2022. Le bénéfice net par action ordinaire s'est chiffré à 1,29 \$, en hausse par rapport à celui de 0,36 \$ pour le premier trimestre de 2022.

Confirmation des perspectives de 2023 et déclaration de dividendes

Nous confirmons notre perspective de croissance du BAIIA de 5 % à 7 % en 2023 par rapport à 2022, tandis que le résultat comparable par action ordinaire devrait être légèrement supérieur à celui de 2022, ce qui illustre la résilience et la durabilité de notre bénéfice et de nos flux de trésorerie. En outre, nous prévoyons toujours que nos dépenses d'investissement en 2023 seront de l'ordre de 11,5 à 12,0 milliards de dollars. Nos perspectives pour 2023 reflètent notre engagement en matière de croissance à long terme et de création de valeur pour nos actionnaires. Compte tenu de notre confiance envers nos activités et de nos perspectives de croissance, le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré un dividende trimestriel de 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,72 \$ par action ordinaire. Nous prévoyons continuer de hausser le dividende sur nos actions ordinaires à un taux annuel moyen de 3 % à 5 %, ce qui permettra à nos actionnaires de tirer profit de notre croissance et de nos succès futurs.

La réalisation de projets avant tout : progression de notre programme de projets d'investissement garantis phares

La réalisation de grands projets demeure une priorité et, au cours du trimestre, nous avons fait des progrès considérables dans les projets Coastal GasLink et Southeast Gateway, tout en continuant de faire progresser notre programme de RCP à Bruce Power. Nous poursuivons l'exécution de notre programme de projets d'investissement garantis de 34 milliards de dollars et nous avons procédé à la mise en service de 1,4 milliard de dollars de nos projets prévus, qui sont de 6,0 milliards de dollars pour 2023, ce qui est venu soutenir la croissance du BAIIA comparable et nos objectifs de réduction de la dette.

Bruce Power a atteint une capacité disponible de 95 % au cours du trimestre. Le 1^{er} mars, le réacteur 3 a été mis hors service et son programme de RCP a débuté. En outre, le programme de RCP du réacteur 6 se déroule conformément au budget et à l'échéancier, et le réacteur en est maintenant aux dernières étapes de la phase d'installation, laquelle sera suivie de sa mise en service. Le réacteur 6 devrait être remis en service au quatrième trimestre de 2023, tandis que le réacteur 3 devrait être remis en service en 2026.

Le **projet du gazoduc Southeast Gateway**, notre deuxième projet de gazoduc extracôtier au Mexique, continue de se dérouler conformément au budget et à l'échéancier, et sa date cible d'entrée en service est à la mi-2025. Par suite de notre partenariat stratégique avec la Comisión Federal de Electricidad (la « CFE »), les premiers jalons critiques ont été atteints au début de 2023 lors de l'acquisition de terrains pour le point d'arrivée à terre principal du gazoduc ainsi que de stations de compression. Les principales autorisations environnementales du gouvernement fédéral et les permis locaux ont aussi été obtenus. Nous prévoyons amorcer la construction extracôtère pour nos stations de compression au cours de l'été et l'installation des canalisations extracôtères vers la fin de 2023. Les articles critiques à long délai de livraison et les navires océaniques ont été obtenus, les canalisations et le matériel ont été livrés et environ 70 % des coûts totaux du projet sont visés par des contrats à prix fixe. Lorsqu'il sera achevé, ce projet jouera un rôle essentiel dans la transition énergétique fiable et sécuritaire dans les principaux centre de demande du sud-est du Mexique.

Au cours de la saison de construction hivernale, le projet **Coastal GasLink** a progressé conformément au budget et au calendrier révisés, et il est désormais achevé à 87 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à environ 99 %, la soudure est effectuée dans une proportion de 95 % et l'achèvement des travaux mécaniques est toujours prévu pour la fin de 2023. Nous sommes ravis d'annoncer que la construction a progressé pendant l'hiver

conformément au calendrier et que les travaux de mise en service de la station de compression à Wilde Lake ont commencé, y compris l'introduction récente de gaz naturel dans le cadre de la transition de l'installation en vue de son exploitation. Malgré l'altitude et les conditions hivernales, nous avons terminé de façon sécuritaire l'excavation à Cable Crane Hill en avance sur les prévisions et nous en sommes à installer les dernières canalisations sur ce tronçon critique. Plus de 85 % des traverses de cours d'eau répertoriées relativement à ce projet sont achevées et, au cours du premier trimestre seulement, nous avons terminé de façon sécuritaire les traverses Clore River, Crystal, Lamprey et Owen Creek. À ce jour, le nivellement est achevé sur plus de 567 km des quelque 670 km de canalisations et des activités de remise en état sont en cours à plusieurs endroits. À l'heure actuelle, l'installation des canalisations longues et linéaire est en grande partie terminée et les activités portent désormais sur des travaux visant des emplacements particuliers de grande importance. Nous continuons de constamment réduire les risques liés à l'exécution et de mettre l'accent sur la réalisation du projet selon le calendrier en appliquant des normes élevées en matière de sécurité, de qualité et de protection de l'environnement. Aucun changement n'a été apporté jusqu'à maintenant à l'analyse détaillée des risques liés aux coûts et à l'échéancier décrite dans notre rapport annuel 2022.

En ce qui a trait à l'incident à la **borne kilométrique 14** du réseau d'oléoducs Keystone en décembre 2022, environ 98 % des volumes relâchés ont été récupérés et environ 90 % du nettoyage a été effectué. Le réseau d'oléoducs Keystone fonctionne à pression réduite tout en continuant de livrer des volumes contractuels d'environ 585 000 b/j. Une analyse de la cause du bris a été menée par un tiers indépendant et les conclusions ont été affichées sur notre site Web. Nos efforts demeurent axés sur l'exploitation sécuritaire du réseau et les mesures correctives.

Poursuite de notre programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars tout en maintenant un profil d'affaires à faibles risques

Notre équipe continue de déployer d'importants efforts dans l'affectation et la gestion des dépenses d'investissement tout en exécutant notre programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars afin d'accélérer la réduction de la dette et de fournir une source de financement pour les occasions de croissance de grande qualité. Notre programme de sortie d'actifs se poursuit et nous serons en mesure de fournir davantage de détails à mesure qu'il progressera.

Nous continuons d'optimiser la disponibilité et le débit du réseau tout en recherchant de nouveaux moyens de maximiser la valeur de nos actifs existants. La répartition de l'énergie en Amérique du Nord continue d'évoluer, ce qui nous permet d'élargir et d'étendre nos services existants ainsi que de proposer de nouvelles solutions à faibles émissions de carbone, sans toutefois excéder nos moyens. Notre portefeuille diversifié et stratégiquement positionné de même que notre stratégie englobante nous permettront de répondre aux besoins de la société, quelles que soient la vitesse et l'orientation de la transition énergétique. TC Énergie continuera de prioriser la réalisation de projets, le désendettement et la discipline financière, tout en fournissant de façon sécuritaire et fiable l'énergie dont la population a besoin chaque jour.

Conférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le **vendredi 28 avril 2023 à 6 h 30 (HAR) ou à 8 h 30 (HAE)** pour discuter de nos résultats financiers du premier trimestre de 2023 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 www.TCEnergy.com/events ou à partir de l'URL suivante : <http://www.gowebcasting.com/12502>.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 5 mai 2023; il suffira de composer le 1-855-669-9658, ainsi que le code d'accès 9998.

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 www.TCEnergie.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 2022 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.TCEnergie.com.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références aux mesures non conformes aux PCGR suivantes : le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire 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 (de la perte sectorielle); 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. Le rapport de gestion est intégré par renvoi aux présentes et il est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR (www.sedar.com).

Renseignements aux médias :

Relations avec les médias

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

Premier trimestre de 2023

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice		
Produits	3 928	3 500
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 313	358
par action ordinaire – de base	1,29 \$	0,36 \$
BAlIA comparable ¹	2 775	2 388
Résultat comparable	1 233	1 103
par action ordinaire	1,21 \$	1,12 \$
Flux de trésorerie		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 074	1 707
Fonds provenant de l'exploitation comparables	2 066	1 865
Dépenses d'investissement ²	3 033	1 737
Dividendes déclarés		
par action ordinaire	0,93 \$	0,90 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
– moyenne pondérée de la période	1 021	981
– émises et en circulation à la fin de la période	1 023	983

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

2 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement 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 27 avril 2023

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 clos le 31 mars 2023, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2023, 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 2022, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2022. 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 incluent 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, de même que la gestion de notre portefeuille, y compris nos attentes concernant la taille, le calendrier et les résultats du programme de sortie d'actifs;
- la croissance prévue des dividendes;
- la durée prévue du RRD avec escompte;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- l'intensité attendue de la demande énergétique;
- les coûts et les calendriers prévus 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, y compris les coûts des mesures environnementales correctives;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport de 2022 sur la durabilité et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

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 elles 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 leur incidence sur nos clients et fournisseurs;
- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les coûts de la main-d'œuvre;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

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 pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et des 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 réclamations 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;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les facteurs ESG;
- l'effet 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, et les répercussions s'y rapportant.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022.

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 de plus amples renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les 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 dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le résultat comparable concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, sauf indication contraire. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (« BAIIA comparable ») et sur le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« BAII comparable ») concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), sauf indication contraire.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures 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. 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 en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- 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 résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- des ajustements latents 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 l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, des règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

Nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes latent(e)s 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. Nous excluons également des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latent(e)s 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, et les périodes antérieures sont présentées sur la même base. 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.

Nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latent(e)s 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 les 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
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAlI comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
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

BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAlIA 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 BAlI comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) 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 (de la perte sectorielle).

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des gains (pertes) de change, les intérêts créditeurs et autres, (la charge) le recouvrement d'impôts, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et avec 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 2022. Nous croyons qu'il s'agit d'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 décrits 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	
	2023	2022
Gazoducs – Canada	411	358
Gazoducs – États-Unis	1 079	310
Gazoducs – Mexique	254	120
Pipelines de liquides	176	272
Énergie et solutions énergétiques	252	76
Siège social	(2)	31
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	2 170	1 167
Intérêts débiteurs	(762)	(580)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	131	75
Gains (pertes) de change, montant net	107	26
Intérêts créditeurs et autres	42	35
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 688	723
(Charge) recouvrement d'impôts	(341)	(323)
Bénéfice net	1 347	400
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(11)	(11)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 336	389
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(31)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 313	358
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,29 \$	0,36 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 955 millions de dollars (0,93 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 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 2023

- un recouvrement latent de 72 millions de dollars après impôts sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (TGNH) dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 48 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de dépréciation de 29 millions de dollars après impôts au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 31 mars 2023, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

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;
- une charge d'impôts de 193 millions de dollars engagée au premier trimestre de 2022 découlant d'un règlement relatif à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique, qui a ensuite été payée au deuxième trimestre de 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes latent(e)s 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 latent(e)s 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 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 313	358
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(72)	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	48	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	29	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	5
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	531
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	193
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(6)	15
Activités de gestion des risques ¹	(83)	1
Résultat comparable	1 233	1 103
Bénéfice net par action ordinaire	1,29 \$	0,36 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(0,07)	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	0,05	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	0,03	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	0,01
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	0,54
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	0,20
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(0,01)	0,02
Activités de gestion des risques	(0,08)	(0,01)
Résultat comparable par action ordinaire	1,21 \$	1,12 \$

1 Activités de gestion des risques	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
(en millions de dollars)		
Gazoducs aux États-Unis	49	(15)
Pipelines de liquides	5	30
Installations énergétiques au Canada	(8)	(31)
Installations énergétiques aux États-Unis	1	—
Stockage de gaz naturel	(12)	(7)
Change	74	22
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(26)	—
Total des gains (pertes) latent(e)s découlant des activités de gestion des risques	83	(1)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	740	644
Gazoducs – États-Unis	1 267	1 107
Gazoducs – Mexique	172	148
Pipelines de liquides	317	329
Énergie et solutions énergétiques	281	157
Siège social	(2)	3
	2 775	2 388
BAIIA comparable		
Amortissement	(677)	(626)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(757)	(580)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	131	75
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	33	32
Intérêts créditeurs et autres	42	35
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(280)	(179)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(11)	(11)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(31)
	1 233	1 103
Résultat comparable		
Résultat comparable par action ordinaire	1,21 \$	1,12 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 mars 2023 a été supérieur de 387 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable au bénéfice plus élevé d'ANR à la suite du règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en août 2022, aux projets de croissance mis en service et à l'augmentation du résultat réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation;
- la progression du BAIIA du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé et d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, en partie contrés par les pertes réalisées sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, et au résultat supérieur des installations énergétiques au Canada découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- la progression du BAIIA du secteur Gazoducs – 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;
- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs – 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, ce qui a été contrebalancé en partie par notre quote-part de la perte de Sur de Texas, principalement imputable à l'exposition financière libellée en pesos;

- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides surtout attribuable à la baisse des volumes non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone en raison de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 et à la réduction des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique de l'oléoduc, ce qui a été en partie compensé par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance résultant des invitations à soumissionner en 2019 qui ont été commercialisés en 2022;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle) de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable en dollars US a augmenté de 41 millions de dollars US par rapport à celui de 2022 et il a été converti au taux de 1,35 en 2023, contre 1,27 en 2022. 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 2023 et de 2022

Le résultat comparable a augmenté de 130 millions de dollars (0,09 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2023, comparativement à celui de la même période en 2022. 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 aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué, et à l'incidence du raffermissement du dollar US au premier trimestre de 2023 par rapport à la même période en 2022;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la hausse du résultat comparable imposable, à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers;
- l'augmentation de la charge d'amortissement attribuable à l'amortissement supplémentaire au titre du réseau de NGTL et au titre des gazoducs aux États-Unis, par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets, facteurs en partie contrebalancés par la cessation de l'inscription d'une charge d'amortissement liée aux actifs de TGNH au Mexique, qui sont comptabilisées à titre de contrats de location;
- 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, y compris les dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway au premier trimestre de 2023.

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard du BAIIA comparable et du résultat comparable par action ordinaire pour 2023 demeurent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2022. Nous continuons de surveiller l'incidence que pourraient avoir sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action pour 2023 les changements qui touchent les marchés de l'énergie, nos projets de construction et notre programme de sortie d'actifs.

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

Le total de nos dépenses en immobilisations prévues pour 2023, indiqué dans notre rapport annuel de 2022, demeure essentiellement inchangé. Nous continuons d'élaborer des stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si l'évolution de nos projets de construction et des conditions du marché nécessite des changements à notre programme d'investissement global de 2023.

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 appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer 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, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial 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 à nos 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 projets d'investissement visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur Pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, les projets d'investissement visant la capacité des gazoducs canadiens et américains ainsi que des pipelines de liquides mis en service ont totalisé 1,4 milliard de dollars. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 0,4 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, l'acquisition de terrains, 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 pressions inflationnistes exercées sur la main-d'œuvre et les matériaux. Les montants ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille important de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes les unités d'exploitation, tel qu'il est indiqué dans notre rapport annuel 2022 . 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 unité d'exploitation 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 plus bas. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des mises à jour sur nos projets garantis et nos projets en cours d'aménagement.

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 à 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 31 mars 2023
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2023	3,1	1,9
	2024	0,5	0,2
	2025+	0,6	—
Coastal GasLink ²	2023	5,4	2,4
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,2	0,2
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2023-2024	1,2 US	0,7 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,1 US
Autres investissements	2023-2028	1,7 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,4 US	0,1 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud ³	2023	0,6 US	0,6 US
Tula – tronçon central et tronçon ouest ⁴	—	0,5 US	0,4 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	1,1 US
Pipelines de liquides			
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2023-2025	0,1	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2023-2027	4,3	2,4
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	0,1
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2023-2025	0,7	0,1
		29,4	10,5
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,3	1,1
Total des projets garantis (en dollars CA)		33,7	11,6

- 1 Les coûts des projets estimatifs de 2023 comprennent une somme de 0,7 milliard de dollars qui sera consacrée au tronçon du 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. L'achèvement des travaux mécaniques est prévu d'ici la fin de 2023 et 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 à ce sujet.
- 3 Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE pour terminer 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 De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale, et nous travaillons à l'avancement du tronçon ouest. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 5 Reflète 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 au quatrième trimestre de 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 solutions énergétiques » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 6 Comprendent 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 solutions énergétiques.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,35 au 31 mars 2023.

Gazoducs – Canada

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 perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Réseau de NGTL	522	426
Réseau principal au Canada	185	170
Autres gazoducs au Canada ¹	33	48
BAIIA comparable	740	644
Amortissement	(316)	(286)
BAII comparable	424	358
Poste particulier :		
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	(13)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	411	358

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 Gazoducs – Canada.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 53 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022 et il comprenait une charge de dépréciation avant impôts de 13 millions de dollars pour le premier trimestre de 2023 au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice net		
Réseau de NGTL	190	170
Réseau principal au Canada	54	49
Base d'investissement moyenne		
Réseau de NGTL	18 580	16 879
Réseau principal au Canada	3 664	3 699

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 20 millions de dollars comparativement à la même période en 2022. 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 approuvé 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 clos le 31 mars 2023 a augmenté de 5 millions de dollars comparativement à la même période en 2022, 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 Gazoducs – Canada a augmenté de 96 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la période correspondante de 2022. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières et de l'amortissement traités à titre de coûts transférables ainsi que du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse de l'amortissement traité à titre de coûts transférables et l'augmentation 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 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022, reflétant 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 perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Columbia Gas	395	416
ANR	192	171
Columbia Gulf	59	59
Great Lakes	54	57
GTN	53	51
Autres gazoducs aux États-Unis ¹	174	110
Participations sans contrôle ²	11	11
BAIIA comparable	938	875
Amortissement	(175)	(167)
BAII comparable	763	708
Incidence du change	267	188
BAII comparable (en dollars CA)	1 030	896
Postes particuliers :		
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	(571)
Activités de gestion des risques	49	(15)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	1 079	310

1 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), North Baja, Tuscarora et Bison, notre participation de 61,7 % dans Portland, Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Northern Border, d'Iroquois, 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 Gazoducs – États-Unis.

2 Représente le BAIIA comparable attribuable à la participation de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a progressé de 769 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022. 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;
- les gains et les pertes latent(e)s 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 US au cours du trimestre clos le 31 mars 2023 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis comparativement à la période correspondante de 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 63 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période en 2022, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation nette du bénéfice d'ANR à la suite du règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en août 2022, ainsi que l'apport des projets de croissance mis en service;
- l'augmentation du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison du plus grand nombre de transactions et des marges plus élevées;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de Northern Border et d'Iroquois;
- la diminution du bénéfice en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 8 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période en 2022, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL 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 US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
TGNH ¹	56	29
Topolobampo	40	41
Guadalajara	17	18
Mazatlán	15	18
Sur de Texas ²	(2)	11
BAIIA comparable	126	117
Amortissement	(16)	(22)
BAIL comparable	110	95
Incidence du change	40	25
BAIL comparable (en dollars CA)	150	120
Poste particulier :		
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	104	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	254	120

1 TGNH représente des tronçons en exploitation des gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula.

2 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.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 134 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022 et il comprend un recouvrement latent de 104 millions de dollars (néant pour le trimestre clos le 31 mars 2022) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclu de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues ainsi qu'à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », pour obtenir des précisions sur la provision pour pertes sur créances attendues comptabilisée au premier trimestre de 2023.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 9 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période en 2022 par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des produits tirés de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc de Tula;
- une perte découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation Sur de Texas principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre clos le 31 mars 2023 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel comparativement à la période correspondante de 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information, y compris l'effet du taux de change du peso mexicain par rapport au dollar US.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période de 2022, 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	
	2023	2022
Réseau d'oléoducs Keystone ¹	302	317
Pipelines en Alberta ²	18	18
Autres ¹	(3)	(6)
BAIIA comparable	317	329
Amortissement	(84)	(81)
BAII comparable	233	248
Postes particuliers :		
Décision de la FERC afférente à Keystone	(57)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(5)	(6)
Activités de gestion des risques	5	30
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	176	272
BAIIA comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	91	98
Dollars US	167	183
Incidence du change	59	48
BAIIA comparable	317	329

1 Les résultats des activités de commercialisation des liquides étaient auparavant présentés séparément, mais ils ont trait presque entièrement aux activités de commercialisation du réseau d'oléoducs Keystone. Ces résultats ont été reclassés au poste « Réseau d'oléoducs Keystone » pour la période comparative.

2 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids et White Spruce.

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 96 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période en 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui sont exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 57 millions de dollars avant impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts de 5 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 mars 2023 (6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2022) se rapportant au 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 latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar US en 2023 par rapport à 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel de nos activités aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 mars 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période en 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone découlant de la pression réduite aux termes d'une ordonnance de mesures correctives et d'une ordonnance de mesures correctives modifiée faisant suite à l'incident à la borne kilométrique 14 qui s'est produit en décembre 2022;
- la réduction des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance sur le réseau d'oléoducs Keystone provenant des invitations à soumissionner en 2019 de 20 000 b/j qui ont été commercialisées en avril 2022 et de 10 000 b/j de plus en septembre 2022;
- le raffermissement du dollar US comme il a été mentionné précédemment.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 mars 2023 a augmenté de 3 millions de dollars comparativement à la même période en 2022, en raison principalement de l'appréciation du dollar US.

Énergie et solutions énergétiques

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 perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Bruce Power ¹	175	93
Installations énergétiques au Canada	102	60
Installations de stockage de gaz naturel et autres	4	4
BAIIA comparable	281	157
Amortissement	(18)	(20)
BAII comparable	263	137
Postes particuliers :		
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	8	(23)
Activités de gestion des risques	(19)	(38)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	252	76

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 176 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022, et il tient compte des postes particuliers suivants qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- notre quote-part des gains et des pertes latent(e)s 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 latent(e)s découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022, 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 d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, en partie contrés par les pertes réalisées sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et les charges d'exploitation plus élevées, compte tenu de l'incidence nette du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 3 qui a débuté le 1^{er} mars 2023;
- les résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- les résultats affichés par les installations de stockage de gaz naturel et autres sont demeurés stables, l'accroissement des écarts sur le stockage du gaz naturel en Alberta ayant été neutralisé par la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 mars 2023 est resté sensiblement le même que celui de la période correspondante de 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 31 mars	
	2023	2022
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAII comparables :		
Produits ¹	506	409
Charges d'exploitation	(236)	(231)
Amortissement et autres	(95)	(85)
BAIIA comparable et BAII comparable²	175	93
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	95 %	84 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	—	77
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	25	14
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 400	4 975
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	93 \$	82 \$

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

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 latent(e)s 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 et du réacteur 3.

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.

Le programme de RCP du réacteur 3 a débuté le 1^{er} mars 2023. La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en janvier 2020, et le réacteur en est maintenant aux dernières étapes de la phase d'installation, laquelle sera suivie du chargement du combustible et de la mise en service. La remise en service est prévue au quatrième trimestre de 2023.

La mise à l'arrêt prévue du réacteur 4 devrait commencer au deuxième trimestre de 2023 et celle du réacteur 8, vers la fin du troisième trimestre de 2023. La capacité moyenne disponible prévue pour 2023, exclusion faite des programmes de RCP du réacteur 6 et du réacteur 3, se situe maintenant dans le bas de la fourchette des 90 %.

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 le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
BAIIA comparable et BAII comparable	(2)	3
Poste particulier :		
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	28
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(2)	31

1 Montant constaté au poste Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du siège social, de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023, représente une variation de 33 millions de dollars par rapport au bénéfice sectoriel de 31 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2022. Le bénéfice sectoriel du siège social pour 2022 comprend 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 découlant 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 au poste « Gains (pertes) de change, montant net ». Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées ».

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur		
Libellés en dollars CA	(210)	(177)
Libellés en dollars US	(364)	(305)
Incidence du change	(128)	(81)
	(702)	(563)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(85)	(19)
Intérêts capitalisés	30	2
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(757)	(580)
Poste particulier :		
Décision de la FERC afférente à Keystone	(5)	—
Intérêts débiteurs	(762)	(580)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 182 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la période correspondante de 2022. Les intérêts débiteurs comprennent des frais financiers à payer de 5 millions de dollars découlant d'une charge avant impôt non récurrente relative à la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone. Cette décision a été rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, montants qui ont été retirés de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 177 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la période correspondante de 2022, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour plus de renseignements.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Libellée en dollars CA	33	42
Libellée en dollars US	72	26
Incidence du change	26	7
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	131	75

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 56 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la même période en 2022. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens pour le trimestre clos le 31 mars 2023 s'explique surtout par la mise en service de projets d'expansion du réseau de NGTL. 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, y compris les dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway au premier trimestre de 2023.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	three months ended March 31	
	2023	2022
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	33	32
Postes particuliers :		
Pertes de change – prêt intersociétés	—	(28)
Activités de gestion des risques	74	22
Gains (pertes) de change, montant net	107	26

Les gains de change ont augmenté de 81 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des gains de change pris en compte dans le résultat comparable :

- des gains latents nets découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change;
- des pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'il a été remboursé en totalité à l'échéance. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés libellé 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 consolidé.

Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les transactions avec des parties liées et les dérivés.

Les gains de change inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022. La variation est principalement attribuable à l'effet net des éléments suivants :

- les gains réalisés plus élevés au premier trimestre de 2023 comparativement à la période correspondante de 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- les pertes réalisées nettes sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Intérêts créditeurs et autres	42	35

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints, en partie contrebalancées par la baisse des intérêts créditeurs en 2023 par suite du remboursement du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas en juillet 2022.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(280)	(179)
Postes particuliers :		
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(32)	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	14	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	(16)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	1	1
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	40
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	(193)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	8
Activités de gestion des risques	(26)	—
(Charge) recouvrement d'impôts	(341)	(323)

La charge d'impôts a augmenté de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022 et elle comprend le règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique au premier trimestre de 2022, qui ont ensuite été payés au deuxième trimestre de 2022. Ce montant a été exclu de notre 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.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 101 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022, principalement en raison de la hausse du résultat comparable, de l'incidence de l'exposition au change au Mexique et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information sur notre exposition au risque de change au Mexique.

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(11)	(11)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle est demeuré stable pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la période correspondante de 2022.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(31)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comparativement à la même période en 2022, par suite essentiellement du rachat de la totalité des actions privilégiées de série 15 émises et en circulation le 31 mai 2022.

Incidence du change

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX ACTIVITÉS LIBELLÉES EN DOLLARS US

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 une partie de l'exposition résiduelle, 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 US sur le résultat comparable pour le trimestre clos le 31 mars 2023, après la 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 PRODUITS ET CHARGES LIBELLÉS EN DOLLARS US, AVANT IMPÔTS

(en millions de dollars US)	trimestres clos les	
	31 mars	
	2023	2022
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	938	875
Gazoducs au Mexique ¹	126	132
Pipelines de liquides	167	183
	1 231	1 190
Amortissement	(240)	(238)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(364)	(305)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	72	26
Participations sans contrôle et autres	(31)	(12)
	668	661
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	1,35	1,27

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.

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, ce qui donne lieu à des gains et pertes de change qui sont pris en compte dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé condensé des résultats.

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent. Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 500 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à une charge d'impôts libellée en pesos supplémentaire comparativement au premier trimestre de 2022.

Les expositions qui précèdent sont gérées au moyen d'instruments dérivés de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste. L'incidence des dérivés portant sur le taux de change est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour plus de précisions à ce sujet.

Taux de change en vigueur à la fin de la période - dollars US convertis en pesos mexicains

Les taux de change en vigueur à la fin de la période, pour un dollar US converti en pesos mexicains, étaient les suivants :

31 mars 2023	18,04
31 mars 2022	19,91
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

Le tableau suivant résume l'incidence des gains et pertes de change transactionnels découlant des fluctuations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US et des dérivés connexes :

(en millions de dollars)	trimestres clos les	
	2023	2022
BAlIA comparable des gazoducs au Mexique ¹	(45)	(21)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	73	4
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(51)	(2)
	(23)	(19)

1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Le projet Coastal GasLink est réalisé à environ 87 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement et la soudure sont achevés à environ 99 % et 95 %, respectivement, et les canalisations ont été remblayées sur plus de 567 km. Des activités de remise en état sont en cours à plusieurs endroits. La station de compression et les postes de comptage de Wilde Lake sont terminés et les travaux de mise en service ont commencé.

Les coûts du projet sont financés au moyen des facilités de crédit dédiées au projet existantes et des apports de capitaux propres faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. À compter de 2023, le financement requis pour financer la construction du gazoduc jusqu'à son achèvement proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur ce prêt seront remboursés 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 seront connus. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres additionnels requis, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 31 mars 2023, le montant total disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP s'établissait à 3,3 milliards de dollars, dont une tranche de 327 millions de dollars était prélevée.

Le fait qu'il soit prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires seront principalement financés par nous continue d'être un indicateur, au 31 mars 2023, qu'une diminution de la valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'est produite. En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre investissement, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts à hauteur de la valeur totale de notre participation dans Coastal GasLink LP de 13 millions de dollars (29 millions de dollars après impôts). La valeur comptable avant dépréciation de notre participation dans Coastal GasLink LP au 31 mars 2023 se composait du montant de 327 millions de dollars fourni par l'intermédiaire du prêt à une société liée, qui a été contrebalancé par les autres variations du solde des participations comptabilisées à la valeur de consolidation au cours du trimestre. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink LP », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

TC Énergie prévoit qu'une partie considérable de son investissement futur estimatif de 3,0 milliards de dollars fera l'objet d'une dépréciation. Nous demeurerons à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de notre participation dans Coastal GasLink LP et l'ampleur de toute charge de dépréciation future dépendra de l'issue de l'évaluation effectuée à la date de clôture visée.

Réseaux de NGTL et de Foothills

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, les réseaux de NGTL et de Foothills ont mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,9 milliard de dollars et 0,2 milliard de dollars, respectivement.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression visant à ajouter une capacité supplémentaire au réseau de NGTL. Au premier trimestre de 2023, une part additionnelle de 0,3 milliard de dollars du programme et les installations requises pour déclarer tous les contrats ont été mises en service.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022 comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression afin de répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin. Au premier trimestre de 2023, des installations supplémentaires liées au programme de 0,6 milliard de dollars ont été mises en service et les installations restantes devraient être mises en service au deuxième trimestre de 2023.

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

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills est un projet d'expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation de GTN visée par des contrats qui est raccordée au réseau de GTN. Au premier trimestre de 2023, des installations supplémentaires liées au programme de 0,2 milliard de dollars ont été mises en service. Tous les permis en instance ont été reçus et la construction des installations restantes est en cours, la mise en service étant prévue pour 2023. Les retards attribuables aux conditions météorologiques, la complexité des terrains et les pressions inflationnistes sont des facteurs que nous continuerons d'atténuer autant que possible.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Projet d'électrification en Virginie

En mars 2023, la FERC a délivré un certificat approuvant notre projet d'électrification en Virginie. Ce projet permettra de remplacer et de moderniser certaines installations grâce au passage à la compression électrique. Il devrait aussi permettre de réduire les émissions sur certains tronçons du réseau de Columbia Gas. La mise en service est prévue au début de 2024 et le coût du projet est estimé à 0,1 milliard de dollars US.

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

ANR a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en août 2022 et a obtenu l'approbation de la FERC le 11 avril 2023. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} novembre 2025. ANR devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} août 2028. Le règlement prévoit aussi une majoration des tarifs en août 2024 au titre de certains projets de modernisation. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement seront remboursés aux clients, intérêts compris, au deuxième trimestre de 2023.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En 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. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) 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. Au premier trimestre de 2023, des ententes d'acquisition des principaux terrains ont été conclues à l'égard des zones desservies par le projet. Les principales autorisations environnementales du gouvernement fédéral et les permis locaux ont aussi été obtenus.

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 attendue au milieu de 2023. Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE sur le tronçon ouest du gazoduc de Tula afin d'obtenir les droits de passage dont nous avons besoin et de régler les questions juridiques.

Sous réserve des approbations réglementaires de la Commission fédérale de la concurrence économique (COFECE) 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. Le 30 mars 2023, la demande initiale a été soumise à la COFECE afin d'amorcer le processus d'approbation réglementaire, et elle est actuellement à l'étude. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH pourrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

PIPELINES DE LIQUIDES

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un bris dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas, causant une fuite de 12 937 barils de pétrole brut. À ce jour, environ 98 % des volumes relâchés ont été récupérés et environ 90 % du nettoyage a été effectué. En décembre 2022, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives et elle a par la suite délivré une ordonnance de mesures correctives modifiée en mars 2023 qui prévoit une restriction de la pression manométrique sur les tronçons de Keystone qui desservent Wood River et Patoka, dans l'Illinois, et Cushing, en Oklahoma. Conformément à ces ordonnances de mesures correctives, nous prévoyons être en mesure de respecter nos engagements contractuels visant le réseau Keystone.

Comme il est indiqué dans l'ordonnance de mesures correctives modifiée de la PHMSA, une analyse de la cause du bris a été menée par un tiers indépendant et cette analyse nous a été transmise le 21 avril 2023. L'analyse a révélé qu'un ensemble de circonstances extraordinaires se sont produites à l'emplacement du bris à compter de la construction de ce tronçon d'oléoduc, la cause principale du bris étant une fissuration de fatigue. Nous procédons à la mise en œuvre d'un plan exhaustif, compte tenu des recommandations formulées dans l'analyse, visant à améliorer le programme d'intégrité de l'oléoduc ainsi que la sécurité globale.

Notre estimation des coûts, avant les recouvrements d'assurance, les amendes et les pénalités, reste inchangée, sous réserve de certaines hypothèses. Il est raisonnable de penser que nous pourrions engager des coûts supplémentaires en sus des montants comptabilisés au 31 mars 2023. Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, nous avons reçu un produit d'assurance de 102 millions de dollars au titre des mesures environnementales correctives.

Décisions de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, certains clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En décembre 2022, la REC a rendu une décision relative à la plainte qui s'est traduite par un ajustement non récurrent de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. En janvier 2023, Keystone a déposé une demande de révision et de modification auprès de la REC dans le but de contester le bien-fondé de la décision initiale.

En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte. En conséquence, nous avons comptabilisé un ajustement non récurrent de 57 millions de dollars qui rend compte des tarifs facturés entre 2018 et 2022.

Port Neches

En mars 2023, le réseau d'oléoducs Port Neches Link a été mis en service, ce qui a permis de raccorder le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches et d'apporter une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de 630 000 b/j à la raffinerie de Motiva.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le 1^{er} mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service. Son programme de RCP a débuté et sa remise en service est prévue pour 2026.

Le programme de RCP du réacteur 6 se déroule conformément au budget et à l'échéancier, et le réacteur en est maintenant aux dernières étapes de la phase d'installation, laquelle sera suivie du chargement du combustible et de la mise en service. La remise en service du réacteur 6 est prévue au quatrième trimestre de 2023.

Acquisitions de parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. De plus, nous avons conclu une entente visant l'acquisition de la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. La clôture de l'acquisition est conditionnelle à l'approbation réglementaire, qui devrait être obtenue au deuxième trimestre de 2023.

Un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A de chacun de ces actifs d'exploitation, et un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie lui est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Au premier trimestre de 2023, nous avons conclu un contrat visant des projets d'énergie solaire de 108 MW et des projets d'énergie éolienne d'environ 300 MW au Texas. Jusqu'à présent, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie solaire et éolienne d'environ 1 000 MW afin de combler les besoins d'électricité des clients internes et externes dans les secteurs industriel et pétrogazier.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

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, devrait transporter jusqu'à 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le Réseau carbone de l'Alberta continue d'évaluer si nos sites d'intérêt conviennent, notamment pour ce qui est de l'avancement du forage de puits et des essais visant à appuyer le plan détaillé de mesure, suivi et vérification requis pour déposer une demande de permis de séquestration.

SIÈGE SOCIAL

Programme de sortie d'actifs

Nous poursuivons notre programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars annoncé précédemment en 2022, au moyen de la vente d'actifs particuliers et/ou de la monétisation partielle de certains actifs.

Les objectifs de ce programme de sortie d'actifs sont d'accélérer notre désendettement, de concrétiser les nombreuses possibilités qui s'offrent à nous et de procurer une source de financement pour les occasions de croissance à valeur élevée. Nous sommes d'avis qu'en mettant à exécution ces mesures, nous renforcerons notre bilan pour nous assurer de demeurer en bonne position concurrentielle afin de tirer profit des occasions futures.

Budget fédéral 2023 du Canada

Le 28 mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté son budget de 2023. Dans le cadre de ce budget, plusieurs changements aux règles sur la déductibilité des intérêts, aux propositions d'un impôt minimum mondial et à d'autres mesures fiscales ont été annoncés. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie à court terme.

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 financiers et recours à des sorties d'actifs pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous avons 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 notre programme de sortie d'actifs, 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 31 mars 2023, notre actif à court terme s'élevait à 10,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 14,0 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,7 milliards de dollars, comparativement à 9,6 milliards de dollars au 31 décembre 2022. 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 10,4 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 8,0 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,4 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 2,5 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,4 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 31 mars 2023;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, nos activités de gestion du portefeuille et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les	
	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 074	1 707
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(60)	(40)
Fonds provenant de l'exploitation	2 014	1 667
Postes particuliers :		
Décision de la FERC afférente à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	48	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	193
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	4	5
Fonds provenant de l'exploitation comparables	2 066	1 865

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 367 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à celles de la période correspondante de 2022, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

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 201 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à la période correspondante de 2022 en raison surtout de la hausse du BAIIA comparable et de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, contrebalancées en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Dépenses d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 885)	(1 508)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(78)	(13)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 070)	(216)
	(3 033)	(1 737)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	250	(163)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(138)	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	16	—
Montants reportés et autres	129	67
(Sorties) entrées nettes liées aux activités d'investissement	(2 776)	(1 833)

En 2023, 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 au premier trimestre de 2023 par rapport à la période correspondante de 2022 reflète l'accroissement des dépenses liées à l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et aux projets de Columbia Gas, en partie compensé par la réduction des dépenses liées à l'expansion du réseau de NGTL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté au premier trimestre de 2023 comparativement à la période correspondante de 2022, en raison surtout du financement du solde résiduel de 537 millions de dollars de l'apport de capitaux propres contractuel de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, conformément aux ententes modifiées de juillet 2022, ainsi que des prélèvements effectués en 2023 sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Les prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net représentent les émissions avant les conventions modifiées de 2022 et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP. 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 intersociétés 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 intersociétés libellé dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces 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.

Le 15 mars 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Se reporter à la rubrique « Faits récents - Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(2 225)	330
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 011	—
Remboursement sur la dette à long terme	(110)	(26)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 011
Dividendes et distributions versés	(735)	(915)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	3	129
Autres	—	5
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	3 944	534

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 du trimestre clos le 31 mars 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited					
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ¹	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ¹	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ¹	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ¹	400	Variable
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable

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

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme au cours du trimestre clos le 31 mars 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	60 US	Variable

Le 1^{er} avril 2023, Nova Gas Transmission Ltd. a procédé au remboursement de 200 millions de dollars US de débetures portant intérêt au taux fixe de 7,875 %.

DIVIDENDES

Le 27 avril 2023, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,93 \$ par action, payables le 31 juillet 2023 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2023.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 13 février 2023, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 363 millions de dollars en actions ordinaires aux termes du régime.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 24 avril 2023, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 8 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5 millions qui pouvaient être exercées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 24 avril 2023, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,5 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 8,3 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,2 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 2,5 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,4 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,4 milliard de dollars au 31 mars 2023 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2022, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction du gazoduc Southeast Gateway et d'autres projets d'investissement, ce qui a été compensé en partie par la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2023 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés à divers risques financiers, 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 2022 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 2022, 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. Dans le cas des relations de couverture admissibles touchées par le retrait de certains taux d'intérêt de référence, la société a appliqué une mesure de simplification facultative permise selon les PCGR des États-Unis qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. Par conséquent, nous prévoyons qu'il n'y aura pas d'incidence significative 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 influent directement sur notre BAIIA comparable et peuvent aussi influencer sur notre résultat comparable.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. En conséquence, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable. En outre, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et des passifs monétaires libellés en dollars US peuvent donner lieu à des impôts libellés en pesos pour ces entités, entraînant des fluctuations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts.

Nous gérons activement une partie du risque de change à l'aide de dérivés de change. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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 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 disponibles à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- les prêts;
- l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

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 2022 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 31 mars 2023, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement latent de 104 millions de dollars sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, comme l'exigent les PCGR des États-Unis. Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues ainsi qu'à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », pour obtenir des précisions sur la provision pour pertes sur créances attendues comptabilisée au premier trimestre de 2023.

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. Notre portefeuille d'expositions au secteur financier se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité. Nous n'avons aucune exposition directe aux banques régionales américaines ayant récemment fait faillite. Toutefois, nous surveillons de près les répercussions potentielles que ces faillites pourraient avoir sur notre portefeuille de contreparties du secteur financier.

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, tant dans des conditions 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.

Coastal GasLink LP

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

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel de 3,0 milliards de dollars lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 31 mars 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,3 milliards de dollars. Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 31 mars 2023, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 327 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2022). La valeur comptable du prêt a été ramenée à zéro au 31 mars 2023 et au 31 décembre 2022 dans le cadre des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

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, offre une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars et l'encours était de néant au 31 mars 2023 (néant au 31 décembre 2022). Les charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent n'ont pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

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. Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée consenti par nous 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 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.

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 remboursés ou recouvrés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

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)	31 mars 2023	31 décembre 2022
Autres actifs à court terme	638	614
Autres actifs à long terme	95	91
Créditeurs et autres	(746)	(871)
Autres passifs à long terme	(65)	(151)
	(78)	(317)

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

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les	
	31 mars 2023	31 mars 2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période		
Produits de base	58	(38)
Change	74	22
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période		
Produits de base	188	141
Change	57	41
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période		
Produits de base	11	(3)
Taux d'intérêt	(6)	(3)

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

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 12, « 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 31 mars 2023, 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 premier trimestre de 2023 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 2022 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Dépréciation et risque maximal de perte

Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Bien que cette estimation tienne compte d'éventualités à l'égard de certains facteurs pouvant échapper au contrôle de Coastal GasLink LP, comme dans tout projet de construction d'envergure, le coût en capital ultime fait l'objet de risques et d'incertitudes. L'estimation révisée du total des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes futurs étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. Nous avons effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 3,0 milliards de dollars avant impôts (2,6 milliards de dollars après impôts) au 31 décembre 2022, et nous avons indiqué qu'une partie importante de ces investissements futurs devrait subir une dépréciation. L'évaluation que nous avons réalisée au premier trimestre de 2023 nous a permis de conclure que la valeur comptable de notre participation s'était dépréciée, et nous avons comptabilisé une dépréciation de 13 millions de dollars avant impôts (29 millions de dollars après impôts) au 31 mars 2023 au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada. Au 31 mars 2023, la valeur comptable avant dépréciation de la participation dans Coastal GasLink LP se composait des montants affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des prêts à une société liée, dont le solde a été ramené à zéro. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink LP », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Après le 31 mars 2023, TC Énergie prévoit financer un montant supplémentaire de 3,0 milliards de dollars par suite de l'estimation révisée du coût en capital restant nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et une partie importante de cet investissement futur devrait subir une dépréciation. La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de cette participation et l'ampleur de toute charge de dépréciation future dépendra de l'issue des évaluations effectuées à la date de clôture visée.

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

Le risque maximal de perte afférent à notre participation dans Coastal GasLink LP, une entité de détenteurs de droits variables (« EDDV »), au 31 mars 2023, s'élevait à 3,0 milliards de dollars. Notre risque maximal de perte correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison de nos droits variables dans une EDDV. TC Énergie est tenue contractuellement de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, lesquels sont estimés à 3,0 milliards de dollars après le 31 mars 2023, au moyen d'apports de capitaux propres supplémentaires à Coastal GasLink LP, sous réserve de la répartition définitive des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP. L'établissement de notre risque maximal de perte nécessite une estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2022, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2022 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023		2022			2021		
	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième
Produits	3 928	4 041	3 799	3 637	3 500	3 584	3 240	3 182
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 313	(1 447)	841	889	358	1 118	779	975
Résultat comparable	1 233	1 129	1 068	979	1 103	1 028	970	1 038
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,29 \$	(1,42) \$	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,21 \$	1,11 \$	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$	1,05 \$	0,99 \$	1,06 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,93 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEURS

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur. Outre les facteurs mentionnés ci-après, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) de la société sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Dans les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

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

Dans le secteur Pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) 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 des 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;
- des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant.

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) 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 activités de commercialisation et de négociation de la production d'électricité;
- 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 TRIMESTRES

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent 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.

Nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes latent(e)s 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. Nous excluons aussi des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des fonds investis 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.

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latent(e)s 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 premier trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement latent de 72 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 48 millions de dollars, après impôts, découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de dépréciation de 29 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

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

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

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

- des coûts de préservation et autres coûts au titre 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 autres coûts au titre 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 autres coûts au titre 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 autres coûts au titre 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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'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.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Produits		
Gazoducs – Canada	1 229	1 088
Gazoducs – États-Unis	1 709	1 449
Gazoducs – Mexique	205	152
Pipelines de liquides	538	668
Énergie et solutions énergétiques	247	143
	3 928	3 500
Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	303	205
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(13)	—
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 057	1 006
Achats de produits de base revendus	87	128
Impôts fonciers	227	207
Amortissement	677	626
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	571
	2 048	2 538
Charges financières		
Intérêts débiteurs	762	580
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(131)	(75)
(Gains) pertes de change, montant net	(107)	(26)
Intérêts créditeurs et autres	(42)	(35)
	482	444
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 688	723
Charge (recouvrement) d'impôts		
Exigibles	112	275
Reportés	229	48
	341	323
Bénéfice net	1 347	400
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	11	11
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 336	389
Dividendes sur les actions privilégiées	23	31
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 313	358
Bénéfice net par action ordinaire		
De base et dilué	1,29 \$	0,36 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)		
De base	1 021	981
Dilué	1 021	982

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 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice net	1 347	400
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice		
Écarts de conversion	(24)	(301)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	10	19
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(1)	18
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	34	8
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(71)	180
	(52)	(75)
Résultat étendu	1 295	325
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	11	9
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 284	316
Dividendes sur les actions privilégiées	23	31
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 261	285

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 31 mars	
	2023	2022
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	1 347	400
Amortissement	677	626
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	571
Impôts reportés	229	48
Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(303)	(205)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	13	—
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	305	234
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(13)	(6)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(84)	(53)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	(132)	16
Provision pour pertes sur créances attendues	(106)	—
Autres	81	36
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	60	40
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 074	1 707
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 885)	(1 508)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(78)	(13)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 070)	(1 415)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	250	(163)
Acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	(138)	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	16	1 199
Montants reportés et autres	129	67
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(2 776)	(1 833)
Activités de financement		
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(2 225)	330
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 011	—
Remboursements sur la dette à long terme	(110)	(26)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 011
Dividendes sur les actions ordinaires	(651)	(853)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(31)
Distributions aux participations sans contrôle	(21)	(10)
Distributions sur les titres de catégorie C	(41)	(21)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	3	129
Autres	—	5
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	3 944	534
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(11)	(8)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 231	400
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	620	673
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
À la fin de la période	3 851	1 073

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023	31 décembre 2022
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 851	620
Débiteurs	3 160	3 624
Stocks	984	936
Autres actifs à court terme	2 323	2 152
	10 318	7 332
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 35 165 \$ et	
Investissement net dans des contrats de location	de 34 629 \$, respectivement	
	77 463	75 940
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 997	1 895
Placements restreints	9 696	9 535
Actifs réglementaires	2 265	2 108
Écart d'acquisition	2 008	1 910
Autres actifs à long terme	12 837	12 843
	2 617	2 785
	119 201	114 348
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	4 031	6 262
Créditeurs et autres	5 990	7 149
Dividendes à payer	963	930
Intérêts courus	732	668
Tranche à court terme de la dette à long terme	2 242	1 898
	13 958	16 907
Passifs réglementaires	4 735	4 520
Autres passifs à long terme	970	1 017
Passifs d'impôts reportés	8 005	7 648
Dette à long terme	46 247	39 645
Billets subordonnés de rang inférieur	10 491	10 495
	84 406	80 232
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	29 264	28 995
Émises et en circulation :	31 mars 2023 – 1 023 millions d'actions	
	31 décembre 2022 – 1 018 millions d'actions	
Actions privilégiées	2 499	2 499
Surplus d'apport	725	722
Bénéfices non répartis	1 182	819
Cumul des autres éléments du résultat étendu	903	955
Participations assurant le contrôle	34 573	33 990
Participations sans contrôle	222	126
	34 795	34 116
	119 201	114 348

Engagements, éventualités et garanties (note 14)

Entités à détenteurs de droits variables (note 15)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	28 995	26 716
Actions émises :		
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	266	—
Exercice d'options sur actions	3	144
Solde à la fin de la période	29 264	26 860
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	2 499	3 487
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	722	729
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	3	(12)
Solde à la fin de la période	725	717
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	819	3 773
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 336	389
Dividendes sur les actions ordinaires	(952)	(884)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(17)
Solde à la fin de la période	1 182	3 261
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	955	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(52)	(73)
Solde à la fin de la période	903	(1 507)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	34 573	32 818
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	126	125
Participation sans contrôle découlant de l'acquisition du parc éolien Fluvanna	106	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	11	11
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	—	(2)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(21)	(10)
Solde à la fin de la période	222	124
Total des capitaux propres	34 795	32 942

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans les états financiers consolidés audités de 2022 contenus dans le rapport annuel de 2022 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2022 compris dans le rapport annuel de 2022 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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

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

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

Recours à des estimations et jugements

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

Programme de sortie d'actifs

En 2022, TC Énergie a annoncé le déploiement d'un programme de sortie d'actifs qui pourrait viser la cession d'unités d'exploitation ou de parties de celles-ci. Ces cessions pourraient porter sur des actifs comportant un écart d'acquisition. Évaluer si l'écart d'acquisition d'une unité d'exploitation fait l'objet d'une dépréciation nécessite des estimations et des jugements se rapportant à des questions qui dépendent d'événements futurs. L'écart d'acquisition pourrait faire l'objet d'une dépréciation advenant le cas où une transaction de vente indiquerait une valeur inférieure à la valeur estimative précédente. En cas de vente partielle de ces actifs, le produit prévu sera pris en compte dans l'évaluation, par la direction, de la juste valeur des participations conservées et de tout écart d'acquisition associé.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables futures

Contrats de location

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

3. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 31 mars 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 229	1 709	205	538	247	—	3 928
Produits intersectoriels	—	26	—	—	—	(26) ²	—
	1 229	1 735	205	538	247	(26)	3 928
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	108	(9)	14	185	—	303
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(13)	—	—	—	—	—	(13)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(417)	(409)	80	(177)	(158)	24 ²	(1 057)
Achat de produits de base revendus	—	—	—	(84)	(3)	—	(87)
Impôts fonciers	(77)	(118)	—	(31)	(1)	—	(227)
Amortissement	(316)	(237)	(22)	(84)	(18)	—	(677)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	411	1 079	254	176	252	(2)	2 170
Intérêts débiteurs							(762)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							131
Gains (pertes) de change, montant net							107
Intérêts créditeurs et autres							42
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 688
(Charge) recouvrement d'impôts							(341)
Bénéfice net							1 347
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(11)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 336
Dividendes sur les actions privilégiées							(23)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 313

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 95 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 11 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique.

trimestre clos le 31 mars 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 088	1 449	152	668	143	—	3 500
Produits intersectoriels	—	34	—	—	—	(34) ²	—
	1 088	1 483	152	668	143	(34)	3 500
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	79	9	14	71	28 ³	205
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(373)	(367)	(13)	(173)	(117)	37 ²	(1 006)
Achat de produits de base revendus	—	—	—	(128)	—	—	(128)
Impôts fonciers	(75)	(103)	—	(28)	(1)	—	(207)
Amortissement	(286)	(211)	(28)	(81)	(20)	—	(626)
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	(571)	—	—	—	—	(571)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	358	310	120	272	76	31	1 167
Intérêts débiteurs							(580)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							75
Gains (pertes) de change, montant net ³							26
Intérêts créditeurs et autres							35
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							723
(Charge) recouvrement d'impôts							(323)
Bénéfice net							400
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(11)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							389
Dividendes sur les actions privilégiées							(31)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							358

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

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

Total de l'actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023	31 décembre 2022
Gazoducs – Canada	28 082	27 456
Gazoducs – États-Unis	49 877	50 038
Gazoducs – Mexique	9 921	9 231
Pipelines de liquides	15 344	15 587
Énergie et solutions énergétiques	8 735	8 272
Siège social	7 242	3 764
	119 201	114 348

4. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres clos les 31 mars 2023 et 2022 :

trimestre clos le 31 mars 2023						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 221	1 350	109	438	—	3 118
Électricité	—	—	—	—	116	116
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	8	245	33	1	109	396
	1 229	1 595	142	439	225	3 630
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	63	—	—	63
Autres produits ³	—	114	—	99	22	235
	1 229	1 709	205	538	247	3 928

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 8 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 27 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 32 millions de dollars.

trimestre clos le 31 mars 2022						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 067	1 197	145	509	—	2 918
Électricité	—	—	—	—	87	87
Stockage de gaz naturel et autres ¹	21	257	7	1	66	352
	1 088	1 454	152	510	153	3 357
Autres produits ²	—	(5)	—	158	(10)	143
	1 088	1 449	152	668	143	3 500

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 21 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 31 millions de dollars.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023	31 décembre 2022	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 671	1 907	Débiteurs
Actifs sur contrats	211	155	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	381	355	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	114	62	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	15	32	Autres passifs à long terme

1 Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, des produits de 19 millions de dollars (26 millions de dollars en 2022) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

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

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 31 mars 2023, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se chiffraient à environ 22,8 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 2,9 milliards de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2023.

5. COASTAL GASLINK

Convention de prêt subordonné

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

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

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, un montant de 327 millions de dollars a été prélevé sur ce prêt et un montant de 250 millions de dollars a été remboursé.

En avril 2023, un montant additionnel de 150 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné et ce montant pourrait fait l'objet d'une dépréciation au cours de périodes futures de présentation de l'information financière, tout comme les prélèvements futurs sur ce prêt.

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

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné seront principalement fournis par TC Énergie, la société a effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable au 31 mars 2023 et qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable. Par conséquent, une charge de dépréciation avant impôts de 13 millions de dollars (29 millions de dollars après impôts) a été comptabilisée au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada, ramenant ainsi à zéro la valeur comptable de la participation dans Coastal GasLink LP et du prêt à une société liée au 31 mars 2023. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 327 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour le trimestre clos le 31 mars 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur un dérivé de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées.

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

TC Énergie prévoit qu'une partie considérable de son investissement futur fera l'objet d'une dépréciation. La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP et l'ampleur de toute charge de dépréciation future dépendra de l'issue de l'évaluation effectuée à la date de clôture visée.

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2023 et 2022 ont été de 20 % et de 45 %, respectivement. La diminution du taux d'imposition effectif est attribuable principalement au règlement d'avis de cotisation au Mexique inscrit au cours du trimestre clos le 31 mars 2022.

7. PROVISION ENVIRONNEMENTALE LIÉE À KEYSTONE

En décembre 2022, un bris dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2022, la société a comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent être établies à l'heure actuelle. Le coût estimatif de cet incident demeure inchangé en date du 31 mars 2023. La détermination du montant s'appuie sur certaines hypothèses et, par conséquent, il est raisonnablement possible que la société engage des coûts au-delà du montant comptabilisé. Si des coûts devaient être engagés en sus des montants comptabilisés, ils seront évalués en fonction des polices d'assurance existantes de la société. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, les montants versés relatifs au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 181 millions de dollars (néant en 2022). Le solde résiduel figurant au poste « Crédeurs et autres » au bilan consolidé condensé de la société se chiffrait à 469 millions de dollars au 31 mars 2023 (650 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Au 31 mars 2023, le recouvrement attendu des coûts estimatifs des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à de 516 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 32 millions de dollars (410 millions de dollars et 240 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2022). La société a reçu un montant de 102 millions de dollars au cours du trimestre clos le 31 mars 2023 (néant en 2022) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. La société s'attend à ce que les travaux de restauration soient pratiquement terminés au cours de 2023.

8. 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 du trimestre clos le 31 mars 2023 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited					
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ¹	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ¹	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ¹	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ¹	400	Variable
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable

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

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2023 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	60 US	Variable

Le 1^{er} avril 2023, Nova Gas Transmission Ltd. a procédé au remboursement de 200 millions de dollars US de débetures portant intérêt au taux fixe de 7,875 %.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 30 millions de dollars (2 millions de dollars en 2022) en lien avec des projets d'investissement.

9. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
par action ordinaire	0,93	0,90
par action privilégiée de série 1	0,22	0,22
par action privilégiée de série 2	0,38	0,13
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11
par action privilégiée de série 4	0,34	0,09
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12
par action privilégiée de série 6	0,36	0,11
par action privilégiée de série 7	0,24	0,24
par action privilégiée de série 9	0,24	0,24

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

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

trimestre clos le 31 mars 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Écarts de conversion	(23)	(1)	(24)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	13	(3)	10
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(1)	—	(1)
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	44	(10)	34
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(95)	24	(71)
Autres éléments du résultat étendu	(62)	10	(52)

trimestre clos le 31 mars 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Écarts de conversion	(293)	(8)	(301)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	25	(6)	19
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	24	(6)	18
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	15	(7)	8
Reclassement dans le bénéfice net de (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	(1)	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	240	(60)	180
Autres éléments du résultat étendu	13	(88)	(75)

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

trimestre clos le 31 mars 2023					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2023	441	(109)	(44)	667	955
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ¹	(14)	(1)	—	(67)	(82)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	34	—	(4)	30
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(14)	33	—	(71)	(52)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2023	427	(76)	(44)	596	903

1 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 47 millions de dollars (36 millions de dollars après les impôts) au 31 mars 2023. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	31 mars 2023	2022	
Couvertures de flux de trésorerie			
Produits de base	(41)	(9)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(6)	Intérêts débiteurs
	(44)	(15)	Total avant les impôts
	10	7	(Charge) recouvrement d'impôts
	(34)	(8)	Déduction faite des impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	(2)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	1	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	(1)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	1	Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(2)	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	4	1	Déduction faite des impôts

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

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

11. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus ¹	23	36	1	1
Autres composantes du coût net des prestations ¹				
Coût financier	39	31	4	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(59)	(59)	(4)	(3)
Amortissement des (gains actuariels) pertes actuarielles	—	3	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	—	3	—	—
	(20)	(22)	—	—
Coût net des prestations	3	14	1	1

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

12. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

Des événements sur le marché causant des perturbations dans l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie surveille de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2022 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

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

La société a comptabilisé un recouvrement de 95 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôt pour le trimestre clos le 31 mars 2023 (néant en 2022) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 11 millions de dollars (néant en 2022) afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 31 mars 2023, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 54 millions de dollars (149 millions de dollars au 31 décembre 2022) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 3 millions de dollars (14 millions de dollars au 31 décembre 2022) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie publiée par un tiers. Les probabilités de défaut ont connu une forte volatilité au cours du premier trimestre de 2023, ce qui, conjointement avec la taille et les modalités de l'investissement de la société dans des contrats de location, a donné lieu à des variations importantes de cette provision au cours du trimestre clos le 31 mars 2023.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances significative au 31 mars 2023 et il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers qui détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Le portefeuille d'expositions au secteur financier de TC Énergie se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité. La société n'avait aucune exposition directe aux banques régionales américaines ayant récemment fait faillite. Toutefois, elle surveille de près les répercussions potentielles que ces faillites pourraient avoir sur son portefeuille de contreparties du secteur financier.

Investissement net dans des établissements étrangers

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2023		31 décembre 2022	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2023 à 2024)	(9)	2 600 US	(22)	3 600 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2023 à 2025)	(5)	300 US	(5)	300 US
	(14)	2 900 US	(27)	3 900 US

1 La juste valeur correspond à la valeur comptable.

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

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

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

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023		31 décembre 2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2}	(48 489)	(43 865)	(41 543)	(39 505)
Billets subordonnés de rang inférieur	(10 491)	(9 132)	(10 495)	(9 415)
	(58 980)	(52 997)	(52 038)	(48 920)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 1,6 milliard de dollars US (1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour le trimestre clos le 31 mars 2023 comprend des pertes latentes de 55 millions de dollars (néant en 2022) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt sur la dette à long terme d'un montant de 1,6 milliard de dollars US au 31 mars 2023 (1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022). Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023		31 décembre 2022	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	1	65	—	54
Échéant entre 1 an et 5 ans	34	113	—	106
Échéant entre 5 et 10 ans	1 212	—	1 153	—
Échéant à plus de 10 ans	83	—	77	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	810	—	749	—
	2 140	178	1 979	160

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	2023		2022	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains (pertes) net(te)s latent(e)s au cours de la période	103	2	(149)	(4)
Gains(pertes) net(te)s réalisé(e)s au cours de la période ³	(7)	—	(2)	—

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

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

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

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

La constatation des gains et des pertes attribuables aux 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 de passifs réglementaires ou d'actifs 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 31 mars 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	1	—	—	605	606
Change	—	—	7	25	32
	1	—	7	630	638
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	2	—	—	45	47
Change	—	—	—	18	18
Taux d'intérêt	—	30	—	—	30
	2	30	—	63	95
Total des actifs dérivés	3	30	7	693	733
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(36)	—	—	(561)	(597)
Change	—	—	(19)	(108)	(127)
Taux d'intérêt	—	(22)	—	—	(22)
	(36)	(22)	(19)	(669)	(746)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(1)	—	—	(31)	(32)
Change	—	—	(2)	(14)	(16)
Taux d'intérêt	—	(17)	—	—	(17)
	(1)	(17)	(2)	(45)	(65)
Total des passifs dérivés	(37)	(39)	(21)	(714)	(811)
Total des dérivés	(34)	(9)	(14)	(21)	(78)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

au 31 décembre 2022					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	—	—	—	597	597
Change	—	—	6	11	17
	—	—	6	608	614
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	62	62
Change	—	—	2	15	17
Taux d'intérêt	—	12	—	—	12
	—	12	2	77	91
Total des actifs dérivés	—	12	8	685	705
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(72)	—	—	(584)	(656)
Change	—	—	(31)	(158)	(189)
Taux d'intérêt	—	(26)	—	—	(26)
	(72)	(26)	(31)	(742)	(871)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(2)	—	—	(75)	(77)
Change	—	—	(4)	(20)	(24)
Taux d'intérêt	—	(50)	—	—	(50)
	(2)	(50)	(4)	(95)	(151)
Total des passifs dérivés	(74)	(76)	(35)	(837)	(1 022)
Total des dérivés	(74)	(64)	(27)	(152)	(317)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur ¹	
	31 mars 2023	31 décembre 2022	31 mars 2023	31 décembre 2022
Dette à long terme	(2 156)	(2 101)	9	64

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

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

au 31 mars 2023						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	1 267	62	2	125	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	6 449	1 600
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	19 750	—
Dates d'échéance	2023-2027	2023-2029	2023-2024	2023	2023-2026	2030-2032

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

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les	
	31 mars 2023	2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période		
Produits de base	58	(38)
Change	74	22
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période		
Produits de base	188	141
Change	57	41
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période		
Produits de base	11	(3)
Taux d'intérêt	(6)	(3)

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹		
Produits de base	(1)	(5)
Taux d'intérêt	—	29
	(1)	24

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Couvertures de la juste valeur		
Contrats de taux d'intérêt ¹		
Éléments couverts	(23)	—
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(6)	—
Couvertures de flux de trésorerie		
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}		
Produits de base ⁴	(41)	(9)
Taux d'intérêt ¹	(3)	(6)

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

2 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

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

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé condensé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

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

au 31 mars 2023			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	653	(545)	108
Change	50	(44)	6
Taux d'intérêt	30	(7)	23
	733	(596)	137
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(629)	545	(84)
Change	(143)	44	(99)
Taux d'intérêt	(39)	7	(32)
	(811)	596	(215)

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

au 31 décembre 2022			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	659	(591)	68
Change	34	(33)	1
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	705	(628)	77
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(733)	591	(142)
Change	(213)	33	(180)
Taux d'intérêt	(76)	4	(72)
	(1 022)	628	(394)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 mars 2023, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 85 millions de dollars et des lettres de crédit de 72 millions de dollars (respectivement de 138 millions de dollars et de 68 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 31 mars 2023, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et elle n'avait aucune lettre de crédit fournie par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 10 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 2023, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 10 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2022), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2023, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

Hiérarchie des justes valeurs

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles, ou 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 31 mars 2023	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	470	181	2	653
Change	—	50	—	50
Taux d'intérêt	—	30	—	30
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(401)	(217)	(11)	(629)
Change	—	(143)	—	(143)
Taux d'intérêt	—	(39)	—	(39)
	69	(138)	(9)	(78)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 2023.

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Solde au début de la période	(11)	(6)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	1	(6)
Transferts vers le niveau 2	1	—
Solde à la fin de la période¹	(9)	(12)

1 Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les produits comprenaient des gains latents de 1 million de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 31 mars 2023 (pertes latentes de 6 millions de dollars en 2022).

13. ACQUISITIONS

Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, TC Énergie a acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW (« Fluvanna ») situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Cet actif comporte un investisseur en avantages fiscaux qui détient la totalité des participations de catégorie A et auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie sont attribués.

TC Énergie a déterminé qu'elle détient une participation financière conférant le contrôle dans le projet et qu'elle consolidera l'entité acquise en tant qu'entité comportant droit de vote. La participation de l'investisseur en avantages fiscaux a été comptabilisée comme une participation sans contrôle d'une juste valeur estimée de 106 millions de dollars (80 millions de dollars US). La transaction est comptabilisée comme une acquisition d'actif et, par conséquent, elle n'a pas donné lieu à la comptabilisation d'un écart d'acquisition. La société a commencé à consolider Fluvanna à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2023.

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

Par ailleurs, la société a conclu une entente visant l'acquisition de la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie en trésorerie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. La clôture de l'acquisition est conditionnelle à l'approbation réglementaire, qui devrait être obtenue au deuxième trimestre de 2023. Le projet dispose d'un investisseur en avantages fiscaux qui détient la totalité des participations de catégorie A.

14. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,4 milliard de dollars au 31 mars 2023 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2022, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction du gazoduc Southeast Gateway et d'autres projets d'investissement, ce qui a été compensé en partie par la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

Éventualités

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

Garanties

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

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

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

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

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

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

15. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023	31 décembre 2022
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	46	60
Débiteurs	86	98
Stocks	31	32
Autres actifs à court terme	8	14
	171	204
Immobilisations corporelles	4 009	3 997
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	743	748
Écart d'acquisition	449	449
	5 372	5 398
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	218	234
Intérêts courus	23	18
Tranche à court terme de la dette à long terme	31	31
	272	283
Passifs réglementaires	80	78
Autres passifs à long terme	6	1
Passifs d'impôts reportés	16	16
Dette à long terme	2 106	2 136
	2 480	2 514

EDDV non consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2023	31 décembre 2022
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	5 971	5 783
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 132	1 148
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 932	2 025
Coastal GasLink ²	2 973	3 300
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
Risque maximal de perte	12 066	12 314

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

2 TC Énergie est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité restante du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts du projet. Au 31 mars 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 300 millions de dollars (1 262 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, un montant de 327 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 2 973 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.