

RAPPORT AUX ACTIONNAIRES

Deuxième trimestre de 2023

RAPPORT DE GESTION

Table des matières

1. À propos de Pembina.....	2
2. Aperçu des résultats financiers et d'exploitation	3
3. Résultats sectoriels	9
4. Situation de trésorerie et sources de financement.....	29
5. Capital social	34
6. Dépenses d'investissement	36
7. Principaux renseignements trimestriels	37
8. Principaux renseignements sur les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	40
9. Autres	42
10. Méthodes et estimations comptables	44
11. Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures.....	46
12. Abréviations.....	52
13. Énoncés et renseignements prospectifs	54

Base de présentation

Le présent rapport de gestion de Pembina Pipeline Corporation (« Pembina » ou la « Société ») daté du 3 août 2023 est un complément des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités de Pembina pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (les « états financiers intermédiaires »), des états financiers annuels consolidés audités de Pembina (les « états financiers consolidés ») et du rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Toute l'information financière incluse dans le présent rapport de gestion a été établie conformément à la norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire* (l'« IAS 34 »), et, sauf indication contraire, est exprimée en dollars canadiens. Une description des secteurs d'exploitation de Pembina et des renseignements supplémentaires sur Pembina sont déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada et des États-Unis, notamment les rapports trimestriels et annuels, les notices annuelles (qui sont déposées auprès de la Securities and Exchange Commission sur formulaire 40-F) et les circulaires d'information de la direction, qui peuvent être consultés en ligne sur les sites www.sedar.com et www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com. Les renseignements figurant sur le site Web de Pembina ou accessibles par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et ne sont pas intégrés par renvoi dans le présent document.

Abréviations

Se reporter à la rubrique « Abréviations » afin d'y consulter la liste des abréviations susceptibles d'être utilisées dans le présent rapport de gestion.

Mesures financières non conformes aux PCGR

Pembina a présenté dans le présent rapport de gestion certaines mesures et certains ratios financiers qui, selon la direction, fournissent une information pertinente au moment d'évaluer la performance sous-jacente de la Société, mais qui ne sont pas déterminées, définies ou établies conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») et ne sont pas présentées dans les états financiers intermédiaires ou les états financiers consolidés de Pembina. Ces mesures financières et ces ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS et pourraient ne pas être comparables à des mesures financières ou ratios similaires présentés par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion pour obtenir des renseignements supplémentaires sur ces mesures financières et ces ratios non conformes aux PCGR.

Facteurs de risque et renseignements prospectifs

La direction a déterminé les principaux facteurs de risque susceptibles d'avoir une incidence importante sur les résultats financiers et les activités de Pembina. Ces facteurs de risque sont présentés aux rubriques « Facteurs de risque » dans le rapport de gestion et la notice annuelle de Pembina de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Un certain nombre de facteurs, notamment ceux qui sont décrits à la rubrique « Énoncés et renseignements prospectifs » du présent rapport de gestion, peuvent éventuellement avoir une incidence sur la performance sur le plan de l'exploitation et sur le plan financier de la Société. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses actuelles de Pembina. Ces renseignements ont pour but de faciliter la compréhension par le lecteur des plans et des attentes futurs de la Société et ils pourraient ne pas être appropriés à d'autres fins.

1. À PROPOS DE PEMBINA

Pembina Pipeline Corporation est un important fournisseur de services de transport d'énergie et de services intermédiaires qui dessert le secteur énergétique nord-américain depuis plus de 65 ans. Pembina possède un réseau intégré de pipelines qui transportent des hydrocarbures liquides et du gaz naturel, des installations de collecte et de traitement du gaz naturel, des infrastructures et des services de logistique relatifs au pétrole et aux LGN, ainsi que des activités liées aux terminaux d'exportation. Grâce à notre chaîne de valeur intégrée, nous cherchons à offrir des solutions énergétiques sécuritaires et fiables qui mettent en relation les producteurs et les consommateurs partout dans le monde et à favoriser un avenir durable, dont pourront tirer profit nos clients, nos investisseurs, nos employés et nos collectivités. Consulter le site www.pembina.com pour un supplément d'information.

Raison d'être et stratégie de Pembina

Grâce à nos solutions énergétiques exceptionnelles, le monde peut prospérer.

Pembina misera sur ses forces pour investir et assurer la croissance de ses activités principales, soit offrir des services de transport essentiels et des services intermédiaires et assurer un approvisionnement énergétique fiable et sécuritaire. Pembina tirera parti des occasions intéressantes pour mettre à profit ses actifs et ses compétences et offrir de nouveaux services qui répondent de manière proactive à la transition vers une économie plus sobre en carbone. Pour continuer à répondre à la demande mondiale d'énergie et aux besoins de ses clients, tout en assurant son succès à long terme et sa résilience, la Société a défini quatre priorités stratégiques :

1. **Pour être résilients, nous mettrons l'accent sur le soutien, la décarbonation et l'amélioration de nos activités.** Cette priorité doit s'articuler autour du renforcement et de la croissance de notre franchise existante et démontrer du leadership en matière d'environnement.
2. **Pour prospérer, nous investirons dans la transition énergétique afin d'améliorer les bassins où nous avons des activités.** Nous élargirons notre portefeuille pour y inclure de nouvelles activités commerciales en lien avec des produits à faibles émissions de carbone.
3. **Pour répondre à la demande mondiale, nous transformerons nos produits et les exporterons.** Nous continuerons d'appuyer la transformation des produits tirés du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien en produits à marge plus élevée et une meilleure expédition de nos produits à partir de la côte.
4. **Pour nous démarquer, nous créerons une expérience différenciée pour nos parties prenantes.** Nous demeurons déterminés à offrir l'excellence à nos quatre principaux groupes de parties prenantes, pour que :
 - a. nos *employés* affirment que nous sommes un employeur de choix et apprécient notre culture organisationnelle respectueuse, collaborative et inclusive;
 - b. les *collectivités* nous accueillent et reconnaissent l'influence positive de notre engagement social et environnemental;
 - c. les *clients* nous choisissent pour nos services fiables et à valeur ajoutée;
 - d. les *investisseurs* obtiennent des rendements totaux durables et qui sont parmi les meilleurs de l'industrie.

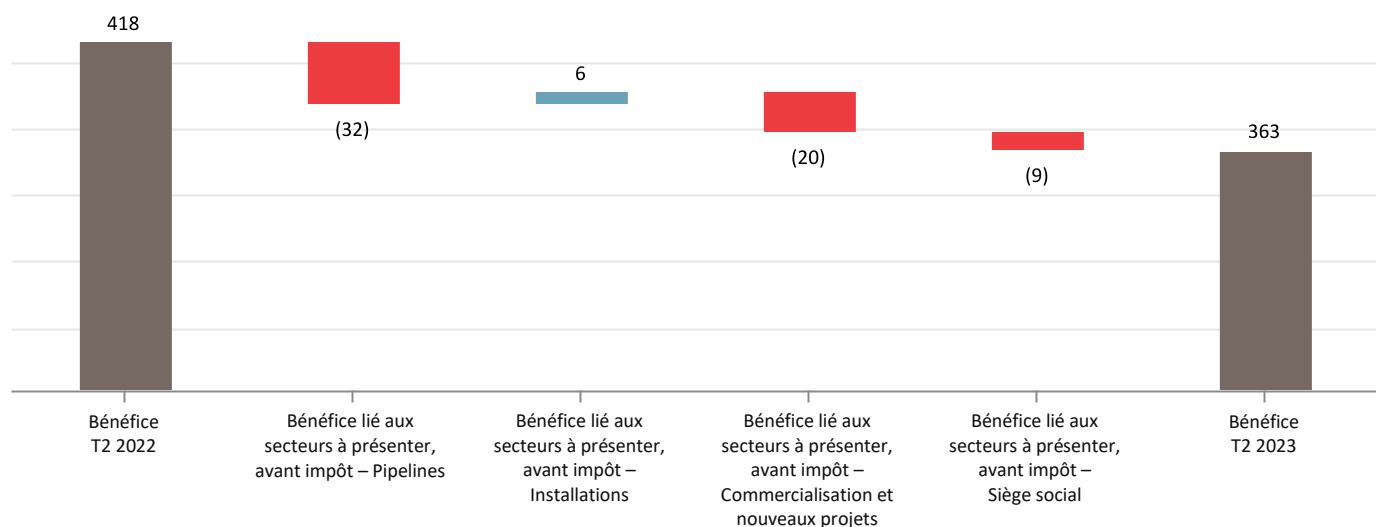
2. APERÇU DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION

Aperçu des résultats financiers consolidés des trimestres clos les 30 juin

Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2023	2022	Variation
Produits	2 070	3 095	(1 025)
Produits nets ¹⁾	858	1 020	(162)
Marge brute	659	711	(52)
BAILA ajusté ¹⁾	823	849	(26)
Bénéfice	363	418	(55)
Bénéfice par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	0,60	0,70	(0,10)
Bénéfice par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	0,60	0,69	(0,09)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	653	604	49
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,19	1,09	0,10
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ¹⁾	606	683	(77)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	1,10	1,23	(0,13)
Dépenses d'investissement	123	152	(29)
Total des volumes <i>(kbep/j)</i> ²⁾	3 187	3 344	(157)

Variation des résultats *(en millions de dollars)*



Aperçu des résultats

Le bénéfice du deuxième trimestre de 2023 rend compte de l'excellent rendement prolongé des divisions Pipelines et Installations, compte non tenu de l'incidence négative de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, des feux de forêt, des interruptions aux installations d'un tiers ainsi que de la baisse des prix au cours de la période, comparativement à 2022, dans la division Commercialisation et nouveaux projets. Le bénéfice du deuxième trimestre a également souffert des coûts engagés relativement à une clause du contrat d'assurance lié à Cedar LNG, de la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées au réseau de pipelines Peace et d'une décision arbitrale définitive contre CKPC. De plus, les facteurs qui suivent ont eu des répercussions sur le bénéfice :

- **Division Pipelines** : la diminution de l'apport d'Alliance a été en partie atténuée par la hausse des produits tirés du pipeline Cochin.
- **Division Installations** : la hausse de la quote-part du bénéfice de PGI et la diminution de la charge d'amortissement ont été en partie contrebalancées par la diminution de l'apport résultant du changement de propriété de la majorité des actifs de traitement du gaz sur le terrain, actifs qui étaient détenus en propriété exclusive par Pembina avant la création de PGI le 15 août 2022 (la « transaction liée à PGI ») et qui sont maintenant comptabilisés dans la quote-part du bénéfice de PGI, laquelle subit l'incidence de charges comme l'impôt sur le résultat, l'amortissement et les intérêts.
- **Division Commercialisation et nouveaux projets** : la hausse des profits sur les instruments financiers dérivés sur marchandises et la diminution des charges financières nettes.

Variations des résultats pour le trimestre clos le 30 juin

Produits	Diminution de 1,0 milliard de dollars. La diminution des produits dans la division Commercialisation et nouveaux projets est surtout attribuable à la baisse des prix dans l'ensemble du complexe du pétrole brut, à la baisse des prix des LGN et à la diminution des volumes de pétrole brut, ainsi qu'à la diminution des produits dans la division Installations en grande partie imputable aux produits tirés des actifs de traitement du gaz sur le terrain qui ont été cédés à PGI dans le cadre de la transaction liée à PGI et qui sont dorénavant comptabilisés dans la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la « quote-part du bénéfice ») (produits de 118 millions de dollars liés aux actifs cédés à PGI au deuxième trimestre de 2022) et à la baisse des coûts recouvrables. En outre, au deuxième trimestre de 2023, les volumes de certains actifs de la division Pipelines ont été temporairement réduits en raison des feux de forêt en Alberta et en Colombie-Britannique (les « feux de forêt »), ce qui a eu une incidence négative de 23 millions de dollars sur les produits consolidés. De plus, le 23 février 2023, le service sur le réseau de pipelines Northern a repris, mais avec une pression réduite, après une interruption imprévue qui s'est produite au premier trimestre de 2023 (l'« interruption sur le réseau de pipelines Northern »), ce qui a eu une incidence négative de 17 millions de dollars sur les produits consolidés. La pression dans les conduites sur le réseau de pipelines Northern a été rétablie complètement à la mi-mai. Ces résultats ont été en partie contrebalancés par la hausse des droits sur le pipeline Cochin et sur le réseau de pipelines Peace.
Coût des ventes	Diminution de 863 millions de dollars attribuable principalement à la baisse des prix du pétrole brut et des LGN, ainsi qu'à la réduction des volumes de pétrole brut dans la division Commercialisation et nouveaux projets.
Charges d'exploitation	Diminution de 22 millions de dollars attribuable surtout à la baisse des charges d'exploitation à la division Installations par suite essentiellement de la transaction liée à PGI (charges d'exploitation de 32 millions de dollars liées aux actifs cédés à PGI au deuxième trimestre de 2022), ainsi qu'à la baisse des charges d'exploitation à l'installation Empress et à la diminution des charges recouvrables associées aux travaux de géotechnique liés au pipeline Western, facteurs en partie contrebalancés par les coûts liés à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	Augmentation de 49 millions de dollars découlant avant tout de la variation accélérée des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, de l'accroissement des distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et de la diminution de l'impôt payé, facteurs atténués en partie par l'ajustement des bénéfices pour tenir compte des éléments sans effet sur la trésorerie et la diminution des paiements recouvrés au titre des passifs sur contrats.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés¹⁾	Diminution de 77 millions de dollars attribuable en grande partie à la variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'impôt payé, ainsi qu'à la hausse de la charge d'impôt exigible, facteurs en partie contrebalancés par la diminution de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions à payer.
BAIIA ajusté¹⁾	Diminution de 26 millions de dollars principalement attribuable aux répercussions des feux de forêt (24 millions de dollars) et de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern (23 millions de dollars) sur les divisions Pipelines et Installations. Cela s'ajoute à la diminution des produits nets dans les divisions Installations et Commercialisation et nouveaux projets, ainsi qu'à un montant de 21 millions de dollars lié à la fois à une clause du contrat d'assurance portant sur la garantie de société mère et les lettres de crédit fournies à Cedar LNG, à la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées aux travaux d'intégrité, ce qui a donné lieu à une différence temporelle dans les produits, et à une décision arbitrale définitive contre CKPC. Ces facteurs ont été atténués en partie par les profits réalisés sur les instruments financiers dérivés sur marchandises au deuxième trimestre de 2023, comparativement à des pertes comptabilisées au deuxième trimestre de 2022, et par la hausse du BAIIA ajusté lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, découlant de l'apport de PGI qui a plus que compensé la diminution des apports d'Alliance et d'Aux Sable.
Total des volumes (kbep/j)²⁾	Baisse de 157 kbep/j du fait surtout de la cession de la participation de Pembina dans certains actifs d'Empress dans la division Installations au quatrième trimestre de 2022, des répercussions des feux de forêt et de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, qui ont entraîné des baisses de volume de 58 kbep/j et 57 kbep/j, respectivement, facteurs atténués en partie par des volumes plus élevés sur le réseau collecteur d'éthane de l'Alberta (« AEGS ») par suite d'interruptions aux installations d'un tiers au deuxième trimestre de 2022 et des volumes tirés des actifs de traitement du gaz de PGI dans le cadre de la transaction liée à PGI.

¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

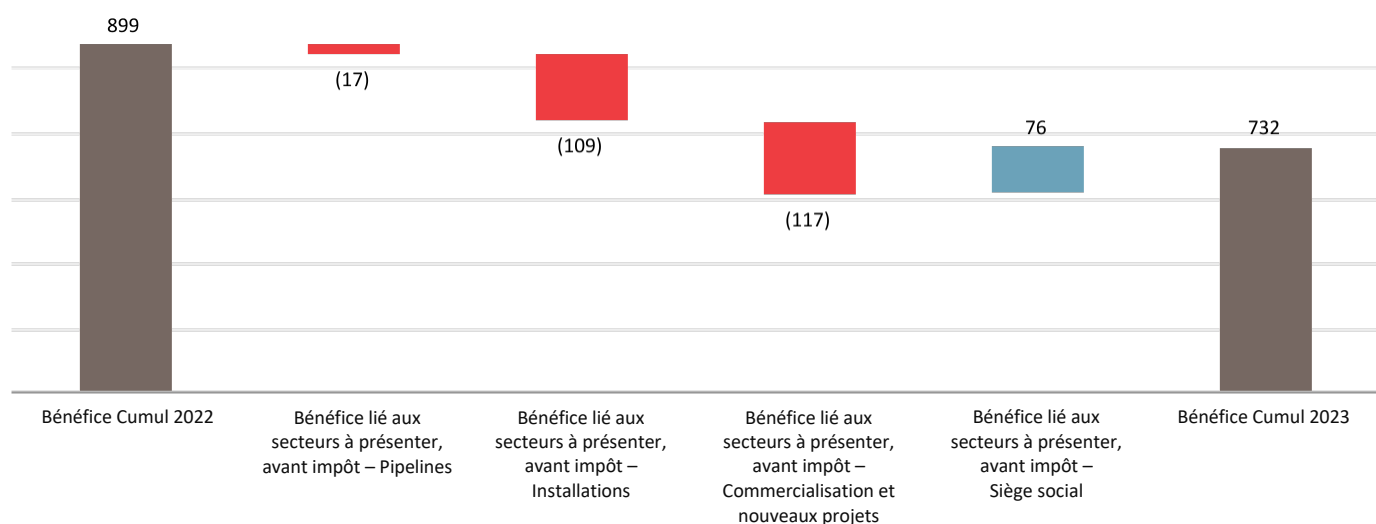
²⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions. Les volumes ne tiennent pas compte de la capacité de traitement de l'installation Empress. Les volumes de LGN commercialisés sont exclus des volumes et ne sont donc pas comptabilisés en double. Se reporter à la rubrique « Division Commercialisation et nouveaux projets » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

Aperçu des résultats financiers consolidés des semestres clos les 30 juin

Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2023	2022	Variation
Produits	4 367	6 133	(1 766)
Produits nets ¹⁾	1 804	2 174	(370)
Marge brute	1 331	1 568	(237)
BAIIA ajusté ¹⁾	1 770	1 854	(84)
Bénéfice	732	899	(167)
Bénéfice par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,21	1,51	(0,30)
Bénéfice par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	1,21	1,50	(0,29)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 111	1 259	(148)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	2,02	2,28	(0,26)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ¹⁾	1 240	1 383	(143)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	2,25	2,50	(0,25)
Dépenses d'investissement	260	331	(71)
Total des volumes <i>(kbep/j)</i> ²⁾	3 186	3 358	(172)

Variation des résultats *(en millions de dollars)*



Aperçu des résultats

Le bénéfice du premier semestre de 2023 rend compte de l'excellent rendement prolongé de la division Pipelines, compte non tenu de l'incidence négative de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, des feux de forêt et des interruptions aux installations d'un tiers, ainsi que de la baisse des prix au cours de la période comparativement à 2022 dans la division Commercialisation et nouveaux projets. Le bénéfice du deuxième trimestre a également souffert des coûts engagés à l'égard d'une clause du contrat d'assurance lié à Cedar LNG, de la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées au réseau de pipelines Peace et d'une décision arbitrale définitive contre CKPC. De plus, les facteurs qui suivent ont eu des répercussions sur le bénéfice :

- **Division Pipelines** : la diminution de l'apport d'Alliance a été en partie atténuée par la hausse des produits tirés principalement du pipeline Cochin et du réseau de pipelines Peace.
- **Division Installations** : la diminution de l'apport attribuable au changement de propriété de la majorité des actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive par Pembina et des instruments financiers dérivés sur marchandises dans le cadre de la transaction liée à PGI a été en partie contrebalancée par la hausse de la quote-part du bénéfice provenant de PGI et la baisse de la charge d'amortissement.
- **Division Commercialisation et nouveaux projets** : la réduction de l'apport de l'installation Aux Sable a été en partie contrebalancée par les profits tirés des instruments financiers dérivés sur marchandises au cours de la période, par rapport à des pertes comptabilisées au premier semestre de 2022, et par la diminution des charges financières nettes.
- **Division Siège social** : la diminution de la charge d'impôt exigible est imputable à la baisse du bénéfice de la période considérée, à l'incidence fiscale de la transaction liée à PGI ainsi qu'aux produits tirés des services partagés comptabilisés au cours de la période.

Variations des résultats pour le semestre clos le 30 juin

Produits	Diminution de 1,8 milliard de dollars. La diminution des produits dans la division Commercialisation et nouveaux projets est surtout attribuable à la baisse des prix dans l'ensemble du complexe du pétrole brut, à la diminution des volumes de pétrole brut, à la baisse des prix des LGN, à la diminution des volumes de LGN commercialisés, ainsi qu'à la diminution des produits dans la division Installations en grande partie imputable aux produits tirés des actifs de traitement du gaz sur le terrain qui ont été cédés à PGI et qui sont dorénavant comptabilisés dans la quote-part du bénéfice (produits de 231 millions de dollars liés aux actifs cédés à PGI en 2022) et à la baisse des coûts recouvrables. De plus, l'interruption sur le réseau de pipelines Northern et les feux de forêt ont eu une incidence négative de 54 millions de dollars et de 23 millions de dollars, respectivement, sur les produits consolidés. Ces résultats ont été en partie contrebalancés par la hausse des produits de la division Pipelines tirés principalement du pipeline Cochin et du réseau de pipelines Peace.
Coût des ventes	Diminution de 1,4 milliard de dollars attribuable principalement à la baisse des cours du pétrole brut et des LGN, ainsi qu'à la diminution des volumes de pétrole brut et de LGN commercialisés dans la division Commercialisation et nouveaux projets.
Charges d'exploitation	Diminution de 15 millions de dollars attribuable surtout à la baisse des charges d'exploitation à la division Installations par suite essentiellement de la transaction liée à PGI (charges d'exploitation de 61 millions de dollars liées aux actifs cédés à PGI en 2022), à la baisse des coûts recouvrables à l'installation Empress ainsi qu'à la diminution des charges associées aux travaux de géotechnique liés au pipeline Western, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts d'électricité dans la division Pipelines, dont la plus grande partie est recouvrable, par suite des hausses des prix de l'électricité mis en commun au cours du trimestre, et par des coûts de 23 millions de dollars liés à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	Diminution de 148 millions de dollars découlant avant tout de la baisse des bénéfices ajustés pour tenir compte des éléments sans effet sur la trésorerie, du ralentissement de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, de l'augmentation des paiements au titre de la rémunération fondée sur des actions et de la diminution des paiements recouvrés au titre des passifs sur contrats, facteurs atténués en partie par la diminution de l'impôt payé et par l'accroissement des distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés¹⁾	Diminution de 143 millions de dollars attribuable en grande partie aux mêmes éléments qui influent sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont il est question ci-dessus, compte non tenu de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, de l'impôt payé et des paiements au titre de la rémunération fondée sur des actions, facteurs en partie contrebalancés par la baisse de la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions à payer.
BAIIA ajusté¹⁾	Diminution de 84 millions de dollars principalement attribuable aux répercussions de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern (77 millions de dollars) et des feux de forêt (24 millions de dollars) sur les divisions Pipelines et Installations. Cela s'ajoute à la diminution des produits nets dans les divisions Installations et Commercialisation et nouveaux projets, ainsi qu'à un montant de 21 millions de dollars lié à la fois à une clause du contrat d'assurance portant sur la garantie de société mère et les lettres de crédit fournies à Cedar LNG, à la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées aux travaux d'intégrité ayant entraîné une différence temporelle dans les produits, et à une décision arbitrale définitive contre CKPC. Ces facteurs ont été atténués en partie par les profits réalisés sur les instruments financiers dérivés sur marchandises au premier semestre de 2023, comparativement à des pertes comptabilisées au premier semestre de 2022. De plus, le BAIIA ajusté lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence a augmenté en grande partie par suite de l'apport de PGI qui a plus que compensé la diminution des apports d'Aux Sable, d'Alliance et de Ruby, alors que les charges générales et administratives ont diminué en raison de la baisse des coûts liés aux incitatifs à long terme.
Total des volumes (kbep/j)²⁾	Baisse de 172 kbep/j du fait surtout de la cession de la participation de Pembina dans certains actifs d'Empress dans la division Installations au quatrième trimestre de 2022, des répercussions de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern et des feux de forêt, qui ont entraîné des baisses de volume de 92 kbep/j et de 29 kbep/j, respectivement, ainsi que de la diminution des volumes au pipeline Ruby, facteurs atténués en partie par les volumes tirés des actifs de traitement du gaz de PGI dans le cadre de la transaction liée à PGI, des volumes plus élevés sur certains réseaux de pipelines et des interruptions aux installations d'un tiers en 2022.

¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

²⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions. Les volumes ne tiennent pas compte de la capacité de traitement de l'installation Empress. Les volumes de LGN commercialisés sont exclus des volumes et ne sont donc pas comptabilisés en double. Se reporter à la rubrique « Division Commercialisation et nouveaux projets » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

3. RÉSULTATS SECTORIELS

Aperçu des activités

La division Pipelines offre à ses clients des services de transport par pipeline, des services liés aux terminaux ainsi que des services de stockage et des services liés au transport ferroviaire pour le pétrole brut, les condensats, les liquides de gaz naturel et le gaz naturel dans les principaux marchés au Canada et aux États-Unis. Par l'intermédiaire des actifs détenus en propriété exclusive et des actifs des coentreprises de Pembina, la division Pipelines gère une capacité de transport par pipelines de 2,8 Mbep/j¹⁾, une capacité de stockage à ciel ouvert de 11 Mb¹⁾ et une capacité des terminaux ferroviaires d'environ 105 kbep/j¹⁾ pour ses actifs classiques, ses actifs destinés aux sables bitumineux et au pétrole lourd et ses actifs de transport. Les actifs classiques comprennent des pipelines et des terminaux situés de façon stratégique et destinés à la collecte et au transport de pétrole brut léger et moyen, de condensats et de liquides de gaz naturel depuis l'ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la région d'Edmonton, en Alberta, pour y être traités et acheminés par pipeline au secteur en aval. Les actifs destinés aux sables bitumineux et au pétrole lourd servent au transport du pétrole lourd et du pétrole brut synthétique produits en Alberta vers la région d'Edmonton et offrent les services connexes de stockage, de terminaux et de transport ferroviaire. Les actifs de transport servent à l'acheminement du gaz naturel, de l'éthane et des condensats à l'échelle du Canada et des États-Unis dans des pipelines longue distance reliant divers grands carrefours. De plus, les actifs de la division Pipelines servent à faire le pont entre les actifs de Pembina situés en amont et ceux situés en aval dans toute l'Amérique du Nord, et permettent ainsi à la Société d'offrir une gamme complète de services intégrés. Regroupés, ces actifs permettent d'acheminer les produits depuis les régions productrices d'hydrocarbures vers les raffineries, les tours de fractionnement et les principaux marchés en Alberta, en Colombie-Britannique et en Illinois, ainsi que dans d'autres régions en Amérique du Nord.

La division Installations comprend l'infrastructure qui offre aux clients de Pembina des services gaziers et des services liés aux condensats et aux LGN. Par l'intermédiaire des actifs détenus en propriété exclusive et sa participation dans PGI, les installations de collecte et de traitement du gaz naturel de Pembina sont stratégiquement positionnées dans des gisements actifs du BSOC et du bassin de Williston qui sont riches en LGN et intégrés aux autres secteurs d'activité de la Société. Pembina offre des activités de collecte de gaz naturel non corrosif et corrosif, de compression, de stabilisation des condensats, ainsi que des services de traitement du gaz naturel de coupe peu profonde et de coupe lourde d'une capacité totale d'environ 5,4 Gpi³/j²⁾ pour ses clients. Les condensats et les LGN extraits dans presque toutes les installations canadiennes sont transportés par les pipelines de Pembina. De plus, tous les LGN transportés via le pipeline d'Alliance sont extraits par l'intermédiaire de l'installation d'Aux Sable à Channahon exploitée par Pembina au terminal. La division Installations comprend des installations de fractionnement des LGN d'une capacité d'environ 354 kb/j²⁾, des cavernes de stockage d'une capacité de 21 Mb¹⁾ ainsi que des pipelines et terminaux ferroviaires connexes, et une installation d'exportation de propane liquéfié sur la côte ouest du Canada. Ces installations sont entièrement intégrées aux autres divisions de Pembina, offrant aux clients la capacité d'accéder à une gamme exhaustive de services pour accroître la valeur de leurs hydrocarbures. De plus, Pembina possède un terminal maritime d'importation et d'exportation en vrac à Vancouver, en Colombie-Britannique.

La division Commercialisation et nouveaux projets s'efforce de maximiser la valeur des hydrocarbures liquides et du gaz naturel émanant des bassins dans lesquels Pembina exerce ses activités. Pembina poursuit son objectif grâce à la pénétration de nouveaux marchés et améliore davantage ses marchés existants pour soutenir les intérêts commerciaux de la Société et de ses clients à la fois. Plus particulièrement, Pembina cherche à repérer des occasions de relier les sites de production d'hydrocarbures aux nouveaux marchés où se situe la demande en procédant au développement de l'infrastructure. Pembina s'emploie à accroître le revenu net des producteurs et la demande pour les produits afin d'améliorer le caractère concurrentiel global des bassins où elle exerce ses activités. Cela comprend l'élaboration de nouvelles plateformes commerciales et la mise en œuvre d'initiatives axées sur la réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») des activités de Pembina et de celles de ses clients.

La division Commercialisation et nouveaux projets procède à des activités de commercialisation à valeur ajoutée, y compris l'achat et la vente de produits (gaz naturel, éthane, propane, butane, condensats, pétrole brut et électricité), d'arbitrage de produits, et l'optimisation des occasions de stockage. Le secteur Commercialisation conclut des contrats visant la capacité sur l'infrastructure de Pembina et de tiers, traite les volumes de Pembina et des clients et regroupe la production aux fins de vente ultérieure. Grâce à cette capacité infrastructurelle, ainsi qu'au fait d'utiliser les capacités logistiques et le parc ferroviaire en expansion de la Société, le secteur Commercialisation de Pembina ajoute une valeur supplémentaire aux marchandises en accédant à des marchés à valeur ajoutée partout en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

La division Commercialisation et nouveaux projets est aussi responsable de l'aménagement de nouveaux projets à grande échelle ou de projets de prolongement de la chaîne de valeur, y compris ceux qui offrent un accès amélioré aux marchés mondiaux et soutiennent la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. À l'heure actuelle, Pembina poursuit les occasions liées au gaz naturel liquéfié (« GNL »), aux marchandises à faibles émissions de carbone et aux projets visant la réduction des émissions de GES à grande échelle.

¹⁾ Capacité nette.

²⁾ Capacité nette; inclut la capacité de l'installation Aux Sable; les résultats financiers et d'exploitation de l'installation Aux Sable sont inclus dans la division Commercialisation et nouveaux projets.

Aperçu des résultats financiers et d'exploitation par division

	Trimestres clos les 30 juin					
	2023			2022		
	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié (perte liée) aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié (perte liée) aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾
<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>						
Pipelines	2 438	350	501	2 476	382	523
Installations	749	153	272	868	147	277
Commercialisation et nouveaux projets	—	115	96	—	135	103
Siège social	—	(161)	(46)	—	(149)	(54)
Total	3 187	457	823	3 344	515	849

	Semestres clos les 30 juin					
	2023			2022		
(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié (perte liée) aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié (perte liée) aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾
Pipelines	2 452	726	1 026	2 486	743	1 044
Installations	734	288	570	872	397	558
Commercialisation et nouveaux projets	—	235	265	—	352	370
Siège social	—	(317)	(91)	—	(344)	(118)
Total	3 186	932	1 770	3 358	1 148	1 854

¹⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions. Les volumes ne tiennent pas compte de la capacité de traitement de l'installation Empress. Les volumes de LGN commercialisés sont exclus des volumes et ne sont donc pas comptabilisés en double. Se reporter à la rubrique « Division Commercialisation et nouveaux projets » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

Aperçu des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence par division¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin									
	2023					2022				
(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Quote-part du bénéfice	BAIIA ajusté ²⁾	Apports	Distributions ⁴⁾	Volumes ³⁾	Quote-part du bénéfice	BAIIA ajusté ²⁾	Apports	Distributions ⁴⁾	Volumes ³⁾
Pipelines	20	61	1	66	132	48	86	—	83	142
Installations	69	145	1	108	337	20	54	—	33	89
Commercialisation et nouveaux projets	8	16	9	17	34	6	37	6	29	39
Total	97	222	11	191	503	74	177	6	145	270

	Semestres clos les 30 juin									
	2023					2022				
(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Quote-part du bénéfice	BAIIA ajusté ²⁾	Apports	Distributions ⁴⁾	Volumes ³⁾	Quote-part du bénéfice	BAIIA ajusté ²⁾	Apports	Distributions ⁴⁾	Volumes ³⁾
Pipelines	55	140	1	136	140	88	179	—	170	172
Installations	117	320	33	229	340	44	112	13	68	90
Commercialisation et nouveaux projets	7	20	15	25	34	27	64	12	62	36
Total	179	480	49	390	514	159	355	25	300	298

¹⁾ La division Pipelines comprend Alliance, Ruby (Pembina a cessé d'avoir une participation dans Ruby Pipeline le 13 janvier 2023) et Grand Valley. La division Installations comprend PGI, Veresen Midstream (qui a été cédée à PGI dans le cadre de la transaction liée à PGI le 15 août 2022) et Fort Corp. La division Commercialisation et nouveaux projets comprend Aux Sable, CKPC et Cedar LNG. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Abréviations » pour un supplément d'information.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

³⁾ Total des volumes générant des produits. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour connaître les définitions.

⁴⁾ Les distributions ne tiennent pas compte des remboursements de capital. En avril 2023, Pembina a reçu de PGI un montant supplémentaire de 26 millions de dollars à titre de remboursement de capital.

Division Pipelines

Aperçu des résultats financiers des trimestres clos les 30 juin

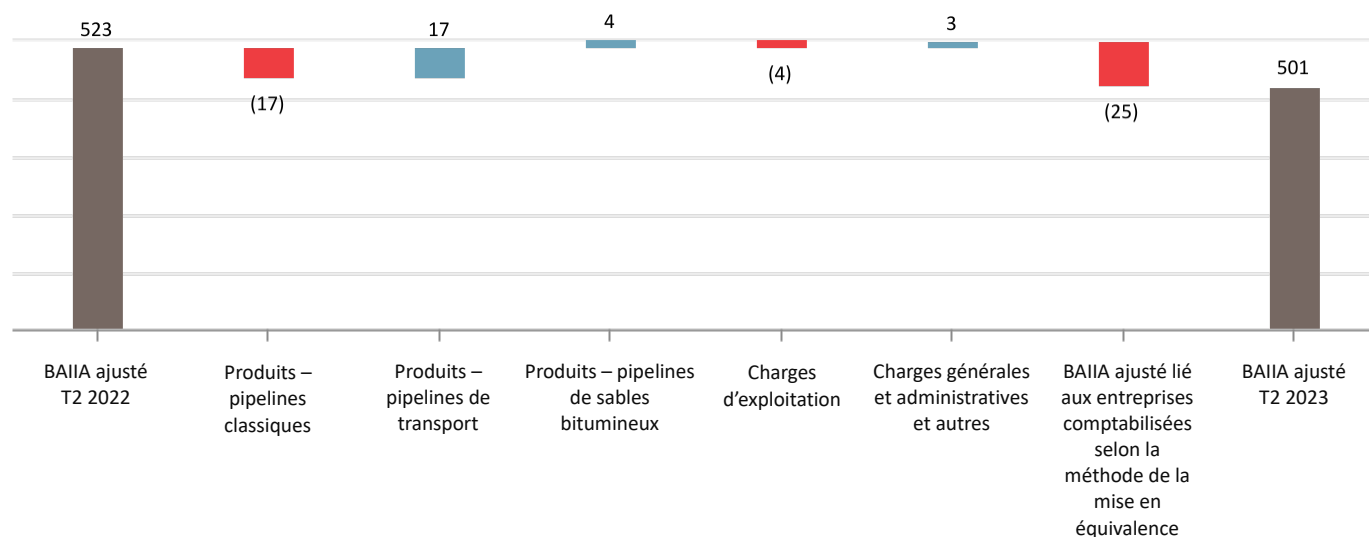
Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2023	2022	Variation
Produits – pipelines classiques ^{1), 2)}	375	392	(17)
Produits – pipelines de transport ^{1), 2)}	135	118	17
Produits – pipelines de sables bitumineux ^{1), 2)}	98	94	4
Produits tirés des pipelines ¹⁾	608	604	4
Charges d'exploitation ¹⁾	160	156	4
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	101	96	5
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	48	(28)
Marge brute	367	400	(33)
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	350	382	(32)
BAIIA ajusté ³⁾	501	523	(22)
Volumes (kbep/j) ⁴⁾	2 438	2 476	(38)

Variations des résultats

Produits tirés des pipelines¹⁾	Conforme à la période précédente. L'accroissement des volumes sur certains actifs pipeliniers de Pembina et la hausse des droits sur le pipeline Cochin et sur le réseau de pipelines Peace ont été en grande partie contrebalancés par la baisse des produits attribuable aux répercussions des feux de forêt, à l'incidence des interruptions aux installations de tiers sur certains actifs pipeliniers de Pembina, à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern ainsi qu'à la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées aux travaux d'intégrité sur le réseau de pipelines Peace ayant entraîné une différence temporelle dans les produits.
Charges d'exploitation¹⁾	Conforme à la période précédente. La hausse des coûts de l'électricité recouvrables, par suite de la hausse des prix de l'électricité mis en commun au cours de la période, et les coûts liés à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern ont été en grande partie atténués par la baisse des charges recouvrables associées aux travaux de géotechnique liés au pipeline Western.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Diminution surtout attribuable à la baisse des produits tirés d'Alliance en raison de la comptabilisation de la vente de gaz stocké en conduite au deuxième trimestre de 2022 ainsi qu'au remplacement de contrats saisonniers par des contrats d'achat ferme prévoyant des taux réglementés moins élevés et à la diminution des volumes interruptibles par suite du plus faible écart entre le prix du gaz naturel AECO et celui du gaz naturel à Chicago.
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	Diminution du fait surtout de la réduction de l'apport d'Alliance, dont il est question ci-dessus, des répercussions des feux de forêt, de l'incidence des interruptions aux installations de tiers sur certains actifs pipeliniers de Pembina, de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern ainsi que de la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées au réseau de pipelines Peace, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des volumes sur certains actifs pipeliniers de Pembina et la hausse des droits sur le pipeline Cochin et sur le réseau de pipelines Peace.
BAIIA ajusté³⁾	Diminution attribuable aux mêmes éléments que ceux énumérés pour le bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt, dont il est question ci-dessus. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 61 millions de dollars (85 millions de dollars en 2022) en lien avec Alliance.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	Baisse du fait surtout de la diminution des volumes sur le réseau de pipelines Peace et le pipeline Drayton Valley en raison principalement des répercussions des feux de forêt, de la diminution des volumes découlant de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, ainsi que de la réduction des volumes interruptibles au pipeline Alliance, dont il est question ci-dessus, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des volumes au réseau AEGS par suite des interruptions aux installations de tiers au deuxième trimestre de 2022. Les volumes comprennent 132 kbep/j (142 kbep/j en 2022) en lien avec Alliance.

Variation du BAIIA ajusté^{2), 3)} (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend des transactions intersectorielles. Se reporter à la note 9 des états financiers intermédiaires.

²⁾ Les produits tirés des pipelines classiques, des pipelines de transport et des pipelines de sables bitumineux comprennent les produits que tire Pembina des actifs classiques, des actifs de transport et des actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd, respectivement, dans sa division Pipelines. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les actifs de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

⁴⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers des semestres clos les 30 juin

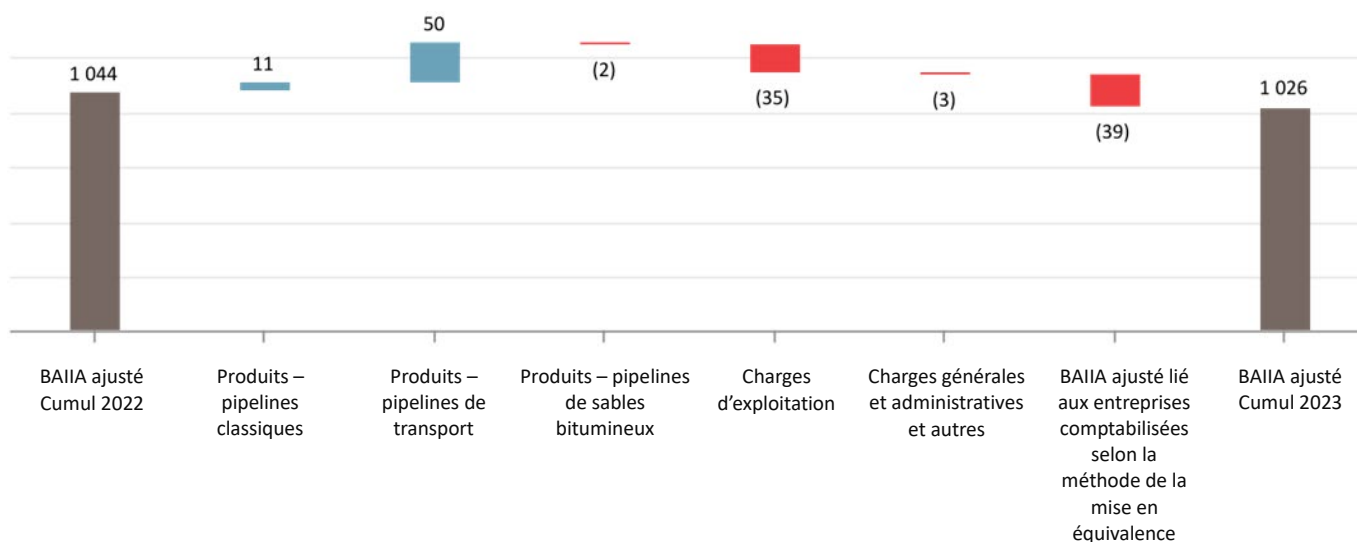
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2023	2022	Variation
Produits – pipelines classiques ^{1), 2)}	763	752	11
Produits – pipelines de transport ^{1), 2)}	273	223	50
Produits – pipelines de sables bitumineux ^{1), 2)}	200	202	(2)
Produits tirés des pipelines ¹⁾	1 236	1 177	59
Charges d'exploitation ¹⁾	332	297	35
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	200	195	5
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	55	88	(33)
Marge brute	759	773	(14)
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	726	743	(17)
BAIIA ajusté ³⁾	1 026	1 044	(18)
Volumes (kbp/j) ⁴⁾	2 452	2 486	(34)

Variations des résultats

Produits tirés des pipelines¹⁾	Augmentation en grande partie attribuable à la hausse des coûts recouvrables sur divers réseaux, à la hausse des droits, à la hausse du taux de change du dollar américain sur les produits tirés du pipeline Cochin ainsi qu'à la hausse des droits et des volumes sur le réseau de pipelines Peace et à l'accroissement des volumes sur le pipeline Vantage en raison des interruptions aux installations de tiers en 2022, facteurs contrebalancés par la baisse des produits attribuable à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern et aux feux de forêt ainsi que par la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées aux travaux d'intégrité sur le réseau de pipelines Peace ayant entraîné une différence temporelle dans les produits.
Charges d'exploitation¹⁾	Augmentation attribuable principalement à la hausse des coûts de l'électricité recouvrables par suite de la montée des prix de l'électricité mis en commun au cours de la période, ainsi qu'aux coûts liés à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, facteurs en partie atténués par la diminution des charges recouvrables associées aux travaux de géotechnique liés essentiellement au pipeline Western.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Diminution surtout attribuable à la baisse des produits tirés d'Alliance en raison de la comptabilisation de la vente de gaz stocké en conduite au deuxième trimestre de 2022, ainsi qu'au remplacement de contrats saisonniers par des contrats d'achat ferme prévoyant des taux réglementés moins élevés.
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	Diminution du fait surtout de la réduction de l'apport d'Alliance, de la hausse des charges d'exploitation liée à l'interruption sur le réseau de pipelines Northern ainsi que de la comptabilisation reportée des charges au titre du capital transférables liées au réseau de pipelines Peace, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des produits, dont il est question ci-dessus.
BAIIA ajusté³⁾	Diminution attribuable aux mêmes éléments que ceux énumérés pour le bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt, dont il est question ci-dessus, et au fait qu'aucun BAIIA ajusté n'a été tiré de Ruby depuis le premier trimestre de 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Principaux renseignements sur les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » pour obtenir un supplément d'information sur Ruby. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 138 millions de dollars (161 millions de dollars en 2022) en lien avec Alliance et un montant de néant (15 millions de dollars en 2022) en lien avec Ruby.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	Baisse du fait surtout de la diminution des volumes découlant de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern et de la diminution des volumes tirés de Ruby, facteurs en partie atténués par l'accroissement des volumes au réseau AEGS et sur le pipeline Vantage par suite des interruptions aux installations de tiers au deuxième trimestre de 2022 et par l'accroissement des volumes sur le réseau de pipelines Peace. Les volumes comprennent 140 kbep/j (144 kbep/j en 2022) en lien avec Alliance et néant (28 kbep/j en 2022) en lien avec Ruby.

Variation du BAIIA ajusté^{2), 3)} (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend des transactions intersectorielles. Se reporter à la note 9 des états financiers intermédiaires.

²⁾ Les produits tirés des pipelines classiques, des pipelines de transport et des pipelines de sables bitumineux comprennent les produits que tire Pembina des actifs classiques, des actifs de transport et des actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd, respectivement, dans sa division Pipelines. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les actifs de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

⁴⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers et des résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Trimestres clos les 30 juin						Semestres clos les 30 juin					
	2023			2022			2023			2022		
	Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾	Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	BAIIA ajusté ²⁾	Volumes ¹⁾
Pipelines³⁾												
Pipelines classiques	881	230	280	937	254	298	890	470	568	917	499	584
Pipelines de transport	580	90	160	564	102	168	587	197	337	593	187	334
Pipelines de sables bitumineux	977	31	62	975	27	58	975	62	124	976	64	133
Charges générales et administratives	—	(1)	(1)	—	(1)	(1)	—	(3)	(3)	—	(7)	(7)
Total	2 438	350	501	2 476	382	523	2 452	726	1 026	2 486	743	1 044

¹⁾ Volumes générant des produits en kbep/j. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

³⁾ Comprend les valeurs attribuées aux pipelines classiques, aux pipelines de transport et aux pipelines de sables bitumineux et de pétrole lourd de Pembina dans la division Pipelines. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les actifs de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Projets et événements récents¹⁾

La division Pipelines continue de miser sur l'avancement de divers projets d'expansion de réseaux. Le tableau qui suit présente les projets mis en service récemment.

Principaux projets	Date de mise en service
Expansion de phase VII du réseau de pipelines Peace	Juin 2022
Expansion de phase IX du réseau de pipelines Peace	Décembre 2022

Les projets et les événements récents dans la division Pipelines sont présentés ci-après.

Expansion de phase VIII du réseau de pipelines Peace		
Budget d'investissement : 530 millions de dollars	Date de mise en service : Première moitié de 2024	État : Dans les délais, tend à être inférieur au budget
L'expansion permettra l'instauration d'un service de pipeline distinct pour les mélanges de LGN d'éthane-plus et de propane-plus entre Gordondale (Alberta), qui se trouve au centre du tracé de Montney, et la région d'Edmonton pour livraison sur le marché. Le projet comprend de nouveaux pipelines de 10 pouces et de 16 pouces d'une longueur d'environ 150 km dans le corridor de Gordondale à La Glace, en Alberta, ainsi que deux nouvelles stations de pompage situées à mi-chemin et des mises à niveau des terminaux situés le long du réseau de pipelines Peace. La phase VIII devrait ajouter une capacité d'environ 235 kb/j entre Gordondale (Alberta) et La Glace (Alberta), ainsi qu'une capacité d'environ 65 kb/j entre La Glace (Alberta) et la plaque tournante de Namao, près d'Edmonton (Alberta). La fabrication des tuyaux est terminée et les travaux de construction de la conduite principale sont en cours. Une station de pompage est terminée et deux autres devraient l'être dans la deuxième moitié de 2023.		

¹⁾ Pour de plus amples renseignements sur les principaux actifs de Pembina, y compris les définitions de certains termes utilisés aux présentes et qui ne sont pas définis autrement, il y a lieu de consulter la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 sur le site www.sedar.com (déposée à la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur formulaire 40-F et pouvant être consultée à l'adresse www.sec.gov), ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com.

Division Installations

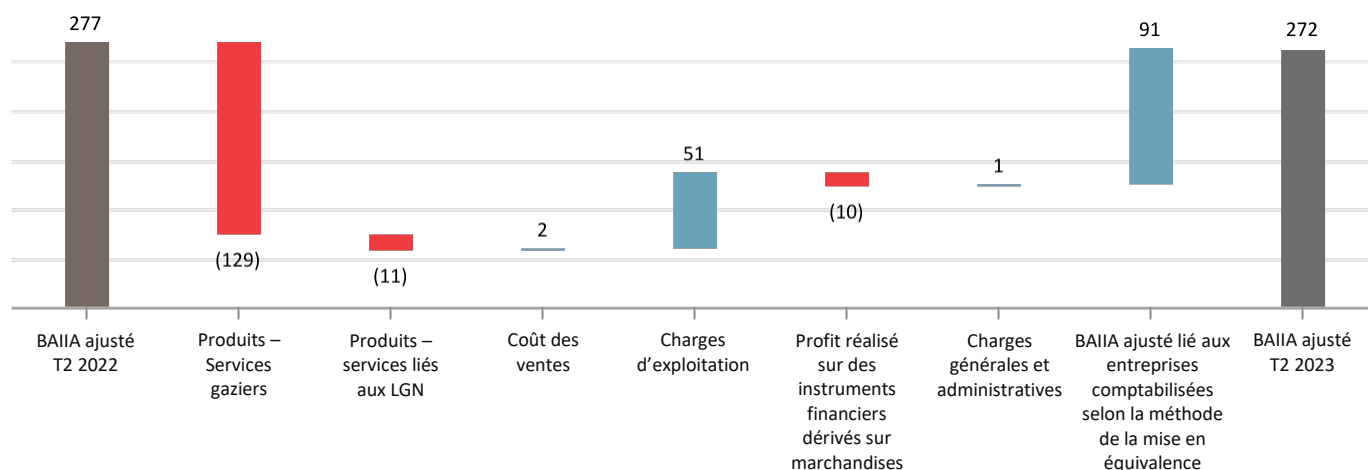
Aperçu des résultats financiers pour les trimestres clos les 30 juin

Résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>	2023	2022	Variation
Produits tirés des services gaziers ^{1), 2)}	47	176	(129)
Produits tirés des services liés aux LGN ^{1), 2)}	173	184	(11)
Produits des Installations ¹⁾	220	360	(140)
Charges d'exploitation ¹⁾	90	141	(51)
Coût des ventes ¹⁾	—	2	(2)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	41	80	(39)
Profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	(10)	10
Perte latente sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	9	(9)
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	69	20	49
Marge brute	158	158	—
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	153	147	6
BAILA ajusté ³⁾	272	277	(5)
Volumes (<i>kbp/j</i>) ⁴⁾	749	868	(119)

Variations des résultats	
Produits des Installations¹⁾	Diminution principalement attribuable au changement de propriété de la majorité des actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive par Pembina, dans le cadre de la transaction liée à PGI. Les produits tirés de ces actifs sont comptabilisés dans la quote-part du bénéfice (produits de 118 millions de dollars liés aux actifs cédés à PGI au deuxième trimestre de 2022). Cela s'ajoute à la diminution des coûts recouvrables par suite surtout de la mise en service de l'installation de cogénération d'Empress au quatrième trimestre de 2022 et de la diminution des volumes de stocks au complexe Redwater et à l'installation Younger en raison de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern.
Charges d'exploitation¹⁾	Diminution attribuable principalement à la transaction liée à PGI, qui a entraîné la comptabilisation dorénavant des charges d'exploitation liées aux actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive dans la quote-part du bénéfice (charges d'exploitation de 32 millions de dollars liées aux actifs cédés à PGI au deuxième trimestre de 2022), ainsi qu'à la diminution des charges d'exploitation par suite de la mise en service de l'installation de cogénération d'Empress, dont il est question ci-dessus.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	Diminution attribuable surtout à la mise hors service d'une immobilisation au deuxième trimestre de 2022 et aux actifs de traitement du gaz sur le terrain qui ont été cédés à PGI dans le cadre de la transaction liée à PGI et qui sont maintenant comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence par Pembina au titre de son investissement dans PGI.
(Profit réalisé et latent) perte réalisée et latente sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	Les instruments financiers dérivés sur marchandises ont été transférés à PGI dans le cadre de l'apport des actifs de traitement du gaz sur le terrain le 15 août 2022.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Augmentation principalement attribuable à la hausse du bénéfice des anciennes raffineries d'Energy Transfer Canada et des installations Dawson, en partie atténuée par la charge d'impôt exigible, par l'amortissement découlant de la comptabilisation des actifs de PGI à la juste valeur et l'intérêt sur la dette à long terme, comparativement aux apports du deuxième trimestre de 2022 lorsque Pembina détenait une participation de 45 % dans Veresen Midstream, et par les répercussions des feux de forêt.
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	Conforme à la période précédente. La hausse de la quote-part du bénéfice provenant de PGI et la diminution de la charge d'amortissement ont été en grande partie contrebalancées par la diminution des apports par suite du changement de propriété de la majorité des actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive par Pembina et des instruments financiers dérivés sur marchandises dans le cadre de la transaction liée à PGI.
BAIIA ajusté³⁾	Conforme à la période précédente. La diminution des apports par suite du changement de propriété des actifs de traitement du gaz sur le terrain auparavant détenus en propriété exclusive par Pembina et le profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises dans le cadre de la transaction liée à PGI ont été en grande partie contrebalancés par l'excellent rendement de certains actifs de traitement du gaz de PGI, dont il est question ci-dessus. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 141 millions de dollars (néant en 2022) en lien avec PGI et un montant de néant (50 millions de dollars en 2022) en lien avec Veresen Midstream.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	Baisse du fait surtout de la cession de la participation de Pembina dans les actifs composés de l'installation Empress I, du projet d'expansion de l'installation Empress I et de l'installation Empress VI (collectivement les « installations E1 et E6 ») au quatrième trimestre de 2022, en contrepartie d'une entente de traitement qui accorde à Pembina la priorité en ce qui a trait au traitement du gaz dans toutes les installations Empress exploitées par Plains Midstream. De plus, la diminution des volumes à l'installation Younger et au complexe Redwater, entraînée par l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, a été atténuée en partie par les volumes de PGI, principalement aux anciennes raffineries d'Energy Transfer Canada et aux installations Dawson. Les volumes comprennent 337 kbep/j (néant en 2022) en lien avec PGI et néant (89 kbep/j en 2022) en lien avec Veresen Midstream.

Variation du BAIIA ajusté^{2), 3)} (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend des transactions intersectorielles. Se reporter à la note 9 des états financiers intermédiaires.

²⁾ Les produits tirés des services gaziers et des services liés aux LGN comprennent les produits que tire Pembina des actifs liés aux services gaziers et aux services liés aux LGN dans sa division Installations. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les actifs de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

⁴⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions. Les volumes ne tiennent pas compte de la capacité de traitement de l'installation Empress.

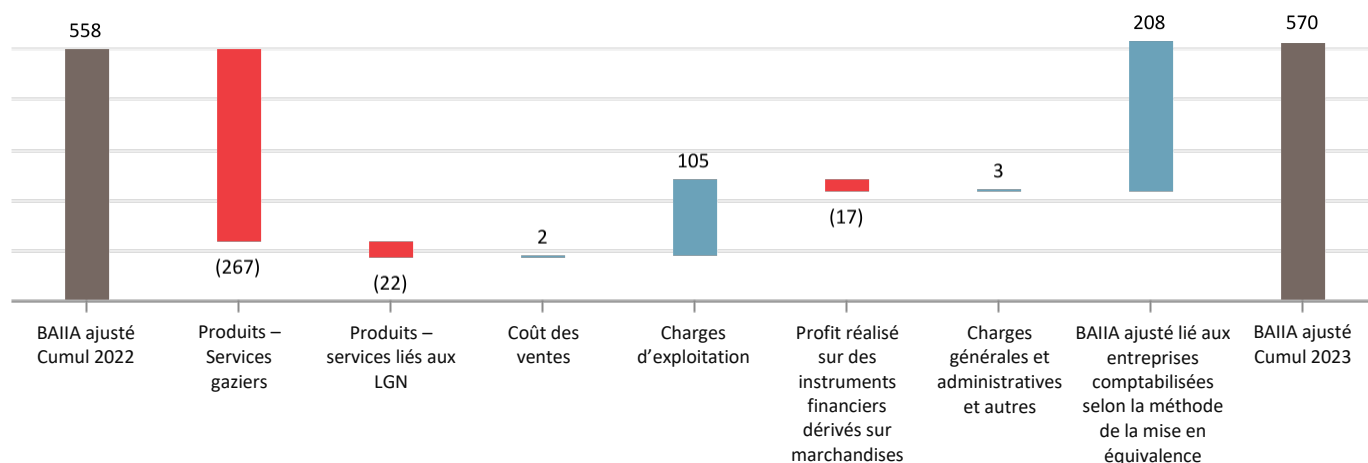
Aperçu des résultats financiers pour les semestres clos les 30 juin

Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2023	2022	Variation
Produits tirés des services gaziers ^{1), 2)}	84	351	(267)
Produits tirés des services liés aux LGN ^{1), 2)}	344	366	(22)
Produits des Installations ¹⁾	428	717	(289)
Charges d'exploitation ¹⁾	170	275	(105)
Coût des ventes ¹⁾	—	2	(2)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	75	135	(60)
Profit réalisé sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	(17)	17
Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	(51)	51
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	117	44	73
Marge brute	300	417	(117)
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	288	397	(109)
BAIIA ajusté ³⁾	570	558	12
Volumes (kbep/j) ⁴⁾	734	872	(138)

Variations des résultats	
Produits des Installations¹⁾	Diminution principalement attribuable au changement de propriété de la majorité des actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive par Pembina dans le cadre de la transaction liée à PGI. Les produits tirés de ces actifs sont comptabilisés dans la quote-part du bénéfice (produits de 231 millions de dollars liés aux actifs cédés à PGI au premier semestre de 2022). Cela s'ajoute à la diminution des coûts recouvrables découlant de la mise en service de l'installation de cogénération d'Empress et de la cession de la participation de Pembina dans les installations E1 et E6 au quatrième trimestre de 2022 et de la diminution des volumes de stocks à l'installation Younger et au complexe Redwater par suite de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern.
Charges d'exploitation¹⁾	Diminution attribuable principalement à la transaction liée à PGI, qui a entraîné la comptabilisation des charges d'exploitation liées aux actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive dans la quote-part du bénéfice (charges d'exploitation de 61 millions de dollars liées aux actifs cédés à PGI au premier semestre de 2022), ainsi qu'à la diminution des charges d'exploitation par suite de la mise en service de l'installation de cogénération d'Empress et de la cession de la participation de Pembina dans les installations E1 et E6, dont il est question ci-dessus.
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	Diminution attribuable surtout aux actifs de traitement du gaz sur le terrain qui ont été cédés à PGI dans le cadre de la transaction liée à PGI et qui sont maintenant comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence par Pembina au titre de son investissement dans PGI et à la mise hors service d'une immobilisation au deuxième trimestre de 2022.
Profit réalisé et latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	Les instruments financiers dérivés sur marchandises ont été transférés à PGI dans le cadre de l'apport des actifs de traitement du gaz sur le terrain le 15 août 2022.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Augmentation principalement attribuable à la hausse du bénéfice des anciennes raffineries d'Energy Transfer Canada et des installations Dawson, en partie atténuée par l'amortissement découlant de la comptabilisation des actifs de PGI à la juste valeur, la charge d'intérêts sur la dette à long terme et la charge d'impôt exigible, comparativement aux apports du premier semestre de 2022 lorsque Pembina détenait une participation de 45 % dans Veresen Midstream.
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	Diminution surtout attribuable à la réduction des apports résultant du changement de propriété de la majorité des actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive par Pembina et des instruments financiers dérivés sur marchandises dans le cadre de la transaction liée à PGI ainsi qu'à la diminution des volumes de stocks à l'installation Younger et au complexe Redwater, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation de la quote-part du bénéfice de PGI et la réduction de la charge d'amortissement.
BAIIA ajusté³⁾	Augmentation surtout attribuable au BAIIA ajusté de certains actifs de traitement du gaz de PGI, dont il est question ci-dessus, en partie atténuée par la réduction des apports résultant du changement de propriété des actifs de traitement du gaz sur le terrain détenus en propriété exclusive par Pembina dans le cadre de la transaction liée à PGI et à la diminution des volumes de stocks à l'installation Younger et au complexe Redwater. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 313 millions de dollars (néant en 2022) en lien avec PGI et un montant de néant (104 millions de dollars en 2022) en lien avec Veresen Midstream.
Volumes (kbep/j)⁴⁾	Baisse du fait surtout de la cession de la participation de Pembina dans les installations E1 et E6, en contrepartie d'une entente de traitement qui donne à Pembina la priorité en ce qui a trait au traitement du gaz dans toutes les installations Empress exploitées par Plains Midstream, ainsi que de la diminution des volumes au complexe Redwater et à l'installation Younger entraînée par l'interruption sur le réseau de pipelines Northern, facteurs atténués en partie par les volumes à PGI, principalement aux anciennes raffineries d'Energy Transfer Canada et aux installations Dawson. Les volumes comprennent 340 kbep/j (néant en 2022) en lien avec PGI et néant (90 kbep/j en 2022) en lien avec Veresen Midstream.

Variation du BAIIA ajusté^{2), 3)} (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend des transactions intersectorielles. Se reporter à la note 9 des états financiers intermédiaires.

²⁾ Les produits tirés des services gaziers et des services liés aux LGN comprennent les produits que tire Pembina des actifs liés aux services gaziers et aux services liés au LGN dans sa division Installations. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les actifs de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

³⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

⁴⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions. Les volumes ne tiennent pas compte de la capacité de traitement de l'installation Empress.

Aperçu des résultats financiers et des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin						Semestres clos les 30 juin					
	2023			2022			2023			2022		
	Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt			Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt			Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt			Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt		
(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾		Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾		Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾		Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾	
Installations³⁾												
Services gaziers	564	84	167	664	75	171	563	143	360	669	246	341
Services liés aux LGN	185	70	106	204	73	107	171	146	211	203	156	222
Charges générales et administratives	—	(1)	(1)	—	(1)	(1)	—	(1)	(1)	—	(5)	(5)
Total	749	153	272	868	147	277	734	288	570	872	397	558

¹⁾ Total des volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions. Les volumes ne tiennent pas compte de la capacité de traitement de l'installation Empress.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

³⁾ Comprend les valeurs attribuées aux actifs liés aux services gaziers et aux services liés aux LGN de Pembina dans la division Installations. Pour obtenir une description des actifs gaziers et liés au LGN de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Projets et événements récents¹⁾

La division Installations poursuit la construction de ses installations de fractionnement et de traitement du gaz naturel et de LGN afin de satisfaire à la demande des clients. Le tableau qui suit présente les projets mis en service récemment.

Principaux projets	Date de mise en service
Installation de cogénération d'Empress	Novembre 2022

Les projets et les événements récents dans la division Installations sont présentés ci-après.

RFS IV		
Budget d'investissement : 460 millions de dollars	Date de mise en service²⁾ : Premier semestre de 2026	État : Dans les délais, respecte le budget
RFS IV est une colonne de fractionnement de propane-plus d'une capacité de 55 000 barils par jour, installée au complexe de fractionnement et d'entreposage actuel de Redwater (le « complexe Redwater »). Le projet comprend une capacité de chargement sur rail supplémentaire et tirera parti des meilleures pratiques des installations existantes en matière de conception, de travaux d'ingénierie et d'exploitation. Grâce à l'ajout de RFS IV, la capacité de fractionnement du complexe Redwater totalisera 256 000 b/j. Les travaux d'ingénierie avancent et l'équipement à longs délais de livraison a été commandé à compter du deuxième trimestre de 2023.		

¹⁾ Pour de plus amples renseignements sur les principaux actifs de Pembina, y compris les définitions de certains termes utilisés aux présentes et qui ne sont pas définis autrement, il y a lieu de consulter la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 sur le site www.sedar.com (déposée à la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur formulaire 40-F et pouvant être consultée à l'adresse www.sec.gov), ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com.

²⁾ Sous réserve de l'obtention des approbations environnementales et réglementaires. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énoncés et renseignements prospectifs » du présent rapport de gestion.

Division Commercialisation et nouveaux projets

Aperçu des résultats financiers pour les trimestres clos les 30 juin

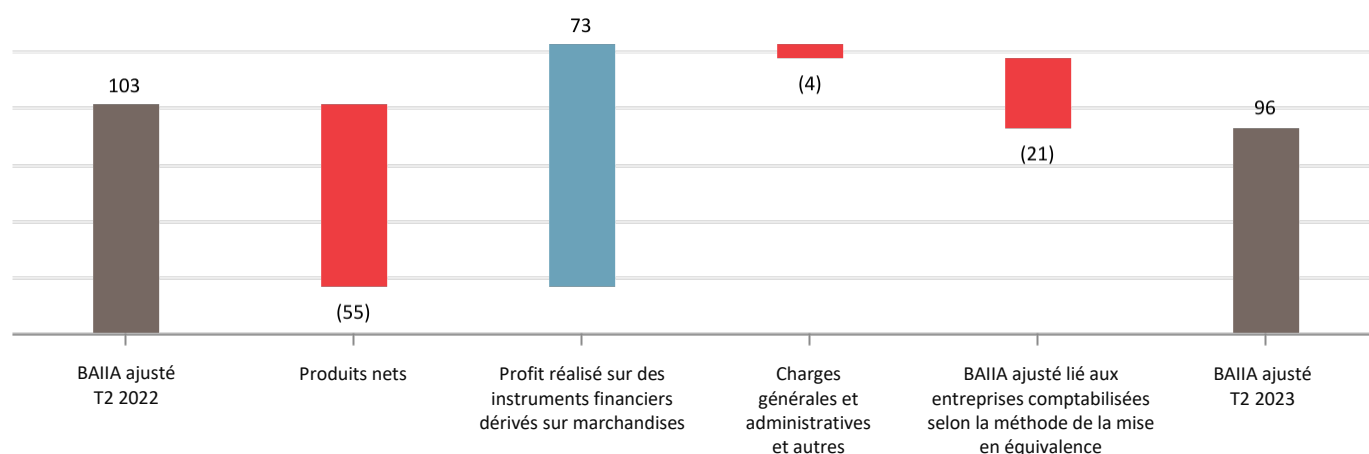
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2023	2022	Variation
Produits tirés de la commercialisation ¹⁾	1 357	2 300	(943)
Coût des ventes ¹⁾	1 277	2 157	(880)
Produits nets ^{1), 2)}	80	143	(63)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	11	11	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(14)	59	(73)
Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(34)	(74)	40
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	6	2
Marge brute	125	153	(28)
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	115	135	(20)
BAIIA ajusté ²⁾	96	103	(7)
Volumes (kbep/j) ³⁾	163	176	(13)

Variations des résultats

Produits nets^{1), 2)}	Diminution en grande partie attribuable à la baisse des marges sur les ventes de pétrole brut en raison de la diminution des prix dans l'ensemble du complexe de pétrole brut ainsi qu'à la réduction des marges sur LGN par suite de la diminution des prix du propane et du butane.
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	Le profit réalisé est surtout attribuable à un profit de 7 millions de dollars (perte de 12 millions de dollars en 2022) sur des instruments financiers dérivés sur LGN et à un profit réalisé de 5 millions de dollars (perte de 47 millions de dollars en 2022) sur les conventions d'achat d'électricité renouvelables et les instruments financiers dérivés sur pétrole brut.
Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises imputable essentiellement à la variation des prix à terme du propane et aux profits sur les nouveaux contrats ajoutés, en partie contrebalancés par la variation des prix à terme de l'électricité et l'expiration de contrats au cours de la période.
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	Diminution attribuable essentiellement à la baisse des marges sur les ventes de pétrole brut et de LGN, aux coûts en lien avec une clause du contrat d'assurance portant sur la garantie de société mère et les lettres de crédit fournies à Cedar LNG ainsi qu'au règlement découlant d'une décision arbitrale définitive contre CKPC, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des profits tirés des instruments financiers dérivés sur marchandises au cours du trimestre, par rapport au deuxième trimestre de 2022, et par la diminution des charges financières nettes liée aux profits tirés des instruments financiers dérivés non liés aux marchandises, comparativement à des pertes au deuxième trimestre de 2022.
BAIIA ajusté²⁾	Diminution surtout attribuable à la réduction de l'apport du BAIIA ajusté d'Aux Sable par suite de la baisse des prix des LGN, ainsi qu'aux coûts ayant une incidence sur les secteurs à présenter, avant impôt, dont il est question ci-dessus, en lien avec Cedar LNG et CKPC, facteurs en partie contrebalancés par les profits réalisés sur les instruments financiers dérivés sur marchandises, comparativement à des pertes au deuxième trimestre de 2022, qui ont plus que compensé la diminution des produits nets. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 21 millions de dollars (41 millions de dollars en 2022) en lien avec Aux Sable.
Volumes (kbep/j)³⁾	Les volumes de LGN commercialisés ont diminué en raison principalement de la baisse des ventes d'éthane découlant de la diminution des volumes de stocks au complexe Redwater par suite de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern. Les volumes générant des produits comprennent 34 kbep/j (39 kbep/j en 2022) en lien avec Aux Sable.

Variation du BAIIA ajusté²⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend les transactions intersectorielles. Se reporter à la note 9 des états financiers intermédiaires.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

³⁾ Volumes de LGN commercialisés indiqués en kbep/j. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers pour les semestres clos les 30 juin

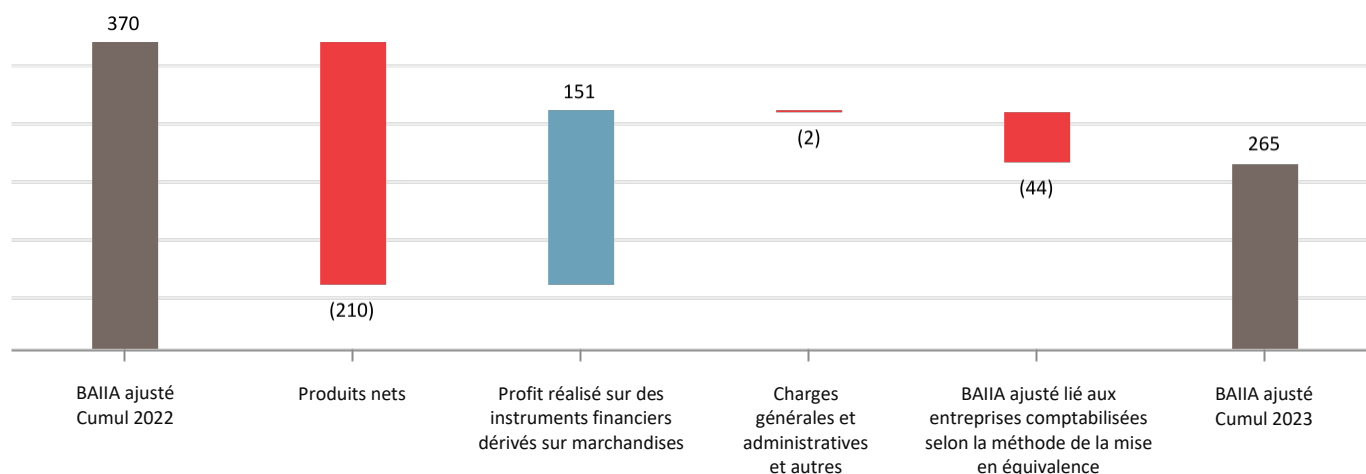
Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf mention contraire)	2023	2022	Variation
Produits tirés de la commercialisation ¹⁾	2 915	4 571	(1 656)
Coût des ventes ¹⁾	2 686	4 124	(1 438)
Produits nets ^{1), 2)}	229	447	(218)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles inclus dans les charges d'exploitation	23	22	1
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(38)	113	(151)
Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	(39)	39
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	7	27	(20)
Marge brute	251	378	(127)
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	235	352	(117)
BAIIA ajusté ²⁾	265	370	(105)
Volumes (kbep/j) ³⁾	178	191	(13)

Variations des résultats

Produits nets^{1), 2)}	Diminution en grande partie attribuable à la baisse des marges sur LGN en raison de la diminution des prix du propane et du butane et de la diminution des volumes de LGN commercialisés, dont il est question ci-dessous, ainsi qu'à la réduction des marges sur les ventes de pétrole brut par suite de la diminution des prix dans l'ensemble du complexe de pétrole brut.
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	Le profit réalisé est surtout attribuable à un profit de 28 millions de dollars (perte de 37 millions de dollars en 2022) sur des instruments financiers dérivés sur LGN et à un profit réalisé de 8 millions de dollars (perte de 76 millions de dollars en 2022) sur les conventions d'achat d'électricité renouvelables et les instruments financiers dérivés sur pétrole brut.
Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	Principalement imputable au profit latent sur des instruments financiers dérivés sur LGN en raison de la variation des prix à terme et des nouveaux contrats ajoutés, contrebalancé par les pertes latentes découlant de la variation des prix à terme de l'électricité et de l'expiration de contrats au cours de la période.
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Diminution surtout attribuable à la baisse des produits à l'installation Aux Sable en raison de la diminution des prix des LGN et des renouvellements de contrats au quatrième trimestre de 2022, en partie atténuée par une perte latente sur les instruments financiers dérivés sur marchandises au cours du premier semestre de 2022.
Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt	Diminution attribuable essentiellement à la baisse des marges sur les ventes de LGN et de pétrole brut, à la baisse des volumes de LGN commercialisés, à la réduction de l'apport de l'installation Aux Sable ainsi qu'aux coûts liés à une clause du contrat d'assurance portant sur la garantie de société mère et les lettres de crédit fournies à Cedar LNG et au règlement découlant d'une décision arbitrale définitive contre CKPC, facteurs en partie contrebalancés par les profits tirés des instruments financiers dérivés sur marchandises au cours de la période, par rapport à des pertes comptabilisées en 2022, et par la diminution des charges financières nettes liée aux profits tirés des instruments financiers dérivés non liés aux marchandises, comparativement à des pertes au premier semestre de 2022.
BAIIA ajusté²⁾	Diminution en grande partie attribuable aux mêmes éléments que ceux énumérés pour le bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt, dont il est question ci-dessus, compte non tenu de la perte latente sur les instruments financiers dérivés sur marchandises et de la baisse des charges financières nettes, ainsi qu'à la réduction de l'apport du BAIIA ajusté d'Aux Sable par suite de la baisse des prix des LGN et des renouvellements de contrats en 2022. Le BAIIA ajusté comprend un montant de 25 millions de dollars (69 millions de dollars en 2022) en lien avec Aux Sable.
Volumes (kbep/j)³⁾	Les volumes de LGN commercialisés ont diminué en raison principalement de la baisse des ventes d'éthane et de butane découlant de la diminution des volumes de stocks au complexe Redwater par suite de l'interruption sur le réseau de pipelines Northern. Les volumes générant des produits comprennent 34 kbep/j (36 kbep/j en 2022) en lien avec Aux Sable.

Variation du BAIIA ajusté²⁾ (en millions de dollars)



¹⁾ Comprend les transactions intersectorielles. Se reporter à la note 9 des états financiers intermédiaires.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

³⁾ Volumes de LGN commercialisés indiqués en kbep/j. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

Aperçu des résultats financiers et des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin						Semestres clos les 30 juin					
	2023			2022			2023			2022		
	Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt			Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt			Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt			Bénéfice lié aux secteurs à présenter, avant impôt		
(en millions de dollars, sauf mention contraire)	Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾		Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾		Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾		Volumes ¹⁾	BAIIA ajusté ²⁾	
Commercialisation et nouveaux projets³⁾												
Commercialisation	163	130	111	176	142	111	178	254	283	191	363	382
Nouveaux projets ⁴⁾	—	(15)	(15)	—	(7)	(8)	—	(19)	(18)	—	(11)	(12)
Total	163	115	96	176	135	103	178	235	265	191	352	370

¹⁾ Volumes de LGN commercialisés indiqués en kbep/j. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

³⁾ Comprend les valeurs attribuées aux activités de commercialisation et aux nouveaux projets de Pembina dans la division Commercialisation et nouveaux projets. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de commercialisation et les projets de Pembina, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

⁴⁾ Aucun des nouveaux projets n'a encore commencé son exploitation, de sorte qu'il n'y a pas de volumes à présenter.

Projets et événements récents¹⁾

Le secteur Nouveaux projets est responsable de l'aménagement de nouveaux projets à grande échelle ou de projets de prolongement de la chaîne de valeur, y compris ceux qui améliorent l'accès aux marchés mondiaux et soutienne la transition vers une économie à plus sobre en carbone. À l'heure actuelle, Pembina entend saisir les occasions d'affaires liées au GNL, aux produits sobres en carbone et à la réduction des émissions de GES à grande échelle.

Pembina a conclu un partenariat avec la Nation Haisla en vue de l'aménagement du projet de Cedar LNG, qui prévoit une installation flottante de GNL de trois millions de tonnes par année dont l'emplacement stratégique permettra de tirer profit de l'abondant stock de gaz naturel du Canada et des infrastructures de GNL croissantes en Colombie-Britannique, afin de produire du GNL canadien à un coût concurrentiel et sobre en carbone parmi les meilleurs du secteur destiné aux marchés outremer. Cedar LNG servira de débouché précieux pour le gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sur les marchés mondiaux, devrait permettre aux producteurs canadiens d'obtenir des prix plus élevés et contribuer à la diminution globale des émissions en plus d'améliorer de la sécurité énergétique dans le monde. Puisque Cedar LNG sera une installation flottante, construite en respectant les conditions bien définies d'un chantier naval, il est attendu que le risque lié à la construction et à l'exécution soit plus faible. De plus, comme elle sera alimentée par BC Hydro, l'installation de Cedar LNG devrait être l'une des installations de GNL les plus écologiques du monde. Cedar LNG devrait être structurée comme une entreprise à activités tarifées, ce qui permettra de générer des flux de trésorerie à long terme à faible risque et de renforcer la résilience financière de Pembina.

Cedar LNG a reçu le permis d'exploitation pour sa facilité de gaz naturel liquéfié du Brisith Columbia Energy Regulator en juillet 2023. Il s'agit d'une autre étape de nature réglementaire importante, après l'obtention du certificat d'évaluation environnementale de la part du Brisith Columbia Environmental Assessment Office, d'une déclaration de décision favorable du ministère de l'Environnement et du Changement climatique fédéral et d'un permis visant le raccordement du pipeline de Cedar LNG au pipeline de Coastal GasLink.

Cedar LNG a signé des protocoles d'entente non contraignants avec des contreparties de qualité investissement, qui visent des services de liquéfaction à long terme, et soutient totalement la capacité du projet. Le travail est en cours pour préparer la signature des ententes commerciales définitives.

Cedar LNG a choisi d'entreprendre une deuxième ronde de travaux d'ingénierie de base relativement à l'installation flottante de GNL à la fin de 2022 et attend que les travaux en arrivent au même stade que les travaux d'ingénierie de base effectués initialement. Ces travaux, combinés aux discussions commerciales et aux négociations en cours entre LNG Canada et Coastal GasLink, la décision portant sur l'investissement final prévu a été reportée au quatrième trimestre de 2023.

Pembina et Corporation TC Énergie (« TC Énergie ») continuent de développer le projet Alberta Carbon Grid (« ACG »), plateforme de transport et de séquestration de carbone qui est conçue pour permettre aux entreprises installées en Alberta de gérer efficacement leurs émissions de GES et de contribuer positivement à l'économie à plus faibles émissions de carbone de l'Alberta, ainsi que de créer de la valeur à long terme durable pour les parties prenantes de Pembina et de TC Énergie. Pembina et TC Énergie examinent les options qui permettraient de créer différents carrefours dans toute la province de l'Alberta. Le premier carrefour est le projet situé dans le cœur industriel, qui devrait avoir une capacité de transport et de stockage allant jusqu'à 10 millions de tonnes de dioxyde de carbone (« CO₂ ») par année. La première étape du projet situé dans le cœur industriel aura une capacité de transport et de stockage allant jusqu'à 5 millions de tonnes de CO₂ par année. Pembina et TC Énergie poursuivent la planification et les travaux d'ingénierie de surface et souterrains, tout en mobilisant clients et autres parties prenantes. En 2023, le projet ACG a utilisé des données sismiques autorisées sous licence, a acquis des données sismiques existantes et a achevé l'acquisition de nouvelles données sismiques. Les données seront intégrées dans les modèles géophysiques souterrains et serviront à déterminer l'emplacement où un puits d'appréciation devrait être foré en 2023.

¹⁾ Pour de plus amples renseignements sur les principaux actifs de Pembina, y compris les définitions de certains termes utilisés aux présentes et qui ne sont pas définis autrement, il y a lieu de consulter la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 sur le site www.sedar.com (déposée à la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur formulaire 40-F et pouvant être consultée à l'adresse www.sec.gov), ainsi que sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com.

Siège social

Aperçu des résultats financiers pour les trimestres clos les 30 juin

Résultats d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	2023	2022	Variation
Produits tirés des services partagés	11	—	11
Charges générales et administratives	66	65	1
Autres charges (produits)	1	(14)	15
Charges financières nettes	103	98	5
Charge d'impôt exigible	94	97	(3)
Perte liée aux secteurs à présenter, avant impôt	(161)	(149)	(12)
BAIIA ajusté ²⁾	(46)	(54)	8

Variations des résultats

Produits tirés des services partagés	Se rapportent aux honoraires fixes liés aux conventions de services partagés avec des coentreprises par suite de la transaction liée à PGI. Un montant de 5 millions de dollars a été porté en déduction des charges générales et administratives au deuxième trimestre de 2022.
Charges générales et administratives	Conformes à la période précédente. Les honoraires de services-conseils, les salaires et les frais de maintenance des technologies de l'information plus élevés ont été en grande partie contrebalancés par la baisse des coûts liés aux incitatifs à long terme par suite du rendement de Pembina comparativement à ses pairs et la variation du cours de l'action de Pembina au deuxième trimestre de 2023, par rapport au deuxième trimestre de 2022.
Autres charges (produits)	La variation est principalement attribuable aux frais d'acquisition. Au deuxième trimestre de 2022, les frais d'acquisition relatifs à la transaction liée à PGI, qui avaient auparavant été passés en charges, ont été inscrits à l'actif puisqu'il a été déterminé que PGI constitue une participation dans une coentreprise. Outre ce qui précède, les autres charges ont été conformes à celles de la période précédente.
Charge d'impôt exigible	Diminution au deuxième trimestre de 2023 en raison du recul du bénéfice, par rapport à la période correspondante de 2022.
Perte liée aux secteurs à présenter, avant impôt	Diminution surtout attribuable à la variation des frais d'acquisition, dont il est question ci-dessus, en partie contrebalancée par les produits tirés des services partagés.
BAIIA ajusté²⁾	Augmentation du fait surtout des mêmes éléments que ceux énumérés pour la perte liée aux secteurs à présenter, avant impôt, dont il est question ci-dessus, compte non tenu de la variation des frais d'acquisition.

¹⁾ Comprend les éliminations intersectorielles.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

Aperçu des résultats financiers pour les semestres clos les 30 juin

Résultats d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	2023	2022	Variation
Produits tirés des services partagés	22	—	22
Charges générales et administratives	134	141	(7)
Autres charges	—	3	(3)
Charges financières nettes	204	200	4
Charge d'impôt exigible	200	249	(49)
Perte liée aux secteurs à présenter, avant impôt	(317)	(344)	27
BAIIA ajusté ²⁾	(91)	(118)	27

Variations des résultats

Produits tirés des services partagés	Se rapportent aux honoraires fixes liés aux conventions de services partagés avec des coentreprises par suite de la transaction liée à PGI. Un montant de 10 millions de dollars a été porté en déduction des charges générales et administratives en 2022.
Charges générales et administratives	Baisse des coûts liés aux incitatifs à long terme par suite de la variation du cours de l'action de Pembina en 2023, par rapport à 2022, et du rendement de Pembina comparativement à ses pairs en partie contrebalancée par la hausse des frais de maintenance des technologies de l'information, des honoraires de services-conseils et des salaires.
Charge d'impôt exigible	Diminution en 2023 en raison de la baisse du bénéfice par rapport à la période correspondante de 2022.
Perte liée aux secteurs à présenter, avant impôt	Augmentation en grande partie attribuable aux produits tirés des services partagés et à la baisse des coûts liés aux incitatifs à long terme, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des frais de maintenance des technologies de l'information, des honoraires de services-conseils et des salaires.
BAIIA ajusté²⁾	Augmentation du fait surtout des mêmes éléments que ceux énumérés pour la perte liée aux secteurs à présenter, avant impôt, dont il est question ci-dessus.

¹⁾ Comprend les éliminations intersectorielles.

²⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

4. SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sources de trésorerie

<i>(en millions de dollars)</i>	30 juin 2023	31 décembre 2022
Fonds de roulement ¹⁾	(630)	(696)
Dettes à taux variable ²⁾		
Facilités de crédit de rang supérieur non garanties	881	771
Dettes dont le taux d'intérêt a fait l'objet d'un swap	(31)	(338)
Encours total des prêts et emprunts à taux variable [taux d'intérêt moyen pondéré de 6,0 % (5,9 % en 2022)]	850	433
Dettes à taux fixe ²⁾		
Billets à moyen terme de rang supérieur non garantis	9 100	9 200
Dettes dont le taux d'intérêt a fait l'objet d'un swap	31	338
Encours total des prêts et emprunts à taux fixe [taux d'intérêt moyen pondéré de 4,0 % (3,9 % en 2022)]	9 131	9 538
Total de l'encours des prêts et emprunts	9 981	9 971
Trésorerie et facilités d'emprunt inutilisées	2 057	2 181
Billets hybrides subordonnés [taux d'intérêt moyen pondéré de 4,8 % (4,8 % en 2022)]	600	600

¹⁾ Au 30 juin 2023, le fonds de roulement comprenait un montant de 650 millions de dollars (600 millions de dollars au 31 décembre 2022) relatif à la partie courante de la dette à long terme.

²⁾ Valeur nominale.

À l'heure actuelle, Pembina s'attend à ce que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont la plupart se rattachent à des conventions fondées sur des honoraires, soient plus que suffisants pour honorer ses obligations d'exploitation, pour financer ses dividendes et ses dépenses d'investissement à court et à long terme. Pembina prévoit financer ses dettes arrivées à échéance à même la trésorerie et les facilités de crédit et en ayant recours aux marchés financiers, au besoin. De plus, vu sa capacité à obtenir du financement sur les marchés financiers au cours des dernières années, Pembina prévoit continuer d'avoir accès à du financement supplémentaire, au besoin. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Facteurs de risque généraux – Sources de financement supplémentaires » du rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et à la note 24 afférente aux états financiers consolidés de Pembina. La direction continue de surveiller ses liquidités et demeure convaincue que le niveau d'endettement que reflète sa structure du capital est suffisant et approprié compte tenu des caractéristiques et de l'exploitation de son parc d'actifs sous-jacent.

La direction peut ajuster la structure du capital de Pembina par suite de l'évolution de la conjoncture économique et des caractéristiques de risque des actifs sous-jacents. Dans le but de maintenir ou de modifier la structure du capital de Pembina dans l'avenir, Pembina pourrait renégocier les modalités de sa dette, rembourser la dette existante, contracter de nouveaux emprunts, émettre des titres de capitaux propres supplémentaires ou des titres hybrides et racheter ou rembourser des actions ordinaires ou privilégiées supplémentaires.

Au 30 juin 2023, les facilités de crédit de Pembina consistaient en une facilité de crédit renouvelable non garantie de 1,5 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2022), ce qui inclut une clause accordéon de 750 millions de dollars (750 millions de dollars au 31 décembre 2022), qui donne à Pembina la possibilité d'augmenter la facilité de crédit sous réserve de l'approbation du prêteur, échéant en juin 2028 (la « facilité de crédit renouvelable »); en une facilité de crédit

renouvelable liée au développement durable (le « DD ») non garantie de 1,0 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2022) échéant en juin 2027 (la « facilité de crédit liée au DD »); en un emprunt à terme non renouvelable non garanti de 250 millions de dollars américains (250 millions de dollars américains au 31 décembre 2022) échéant en mai 2025 et en une facilité de crédit d'exploitation de 50 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2022) échéant en juin 2024, qui est généralement reconduite chaque année (collectivement les « facilités de crédit »). Aucun remboursement de principal n'est exigible sur la durée de ces facilités, et le remboursement de principal n'est exigible qu'à l'échéance. Pembina est tenue de respecter certaines clauses restrictives de nature financière usuelles et particulières de faire et de ne pas faire aux termes des actes régissant ses billets à moyen terme et des conventions régissant ses facilités de crédit, qui imposent notamment à Pembina l'obligation de maintenir certains ratios financiers. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et source de financement – Clauses restrictives » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

La facilité de crédit liée au DD prévoit des ajustements, à la hausse ou à la baisse, des coûts d'emprunt en fonction de la performance de Pembina en ce qui a trait à ses cibles de réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Pembina a déjà annoncé son engagement à réduire l'intensité de ses émissions de GES de 30 % d'ici 2030, par rapport à l'année de référence de 2019. Les modalités de la facilité de crédit liée au DD comprennent notamment des cibles intermédiaires annuelles conformes à la trajectoire de Pembina vers son objectif pour 2030.

Aux termes des actes régissant ses billets à moyen terme et des conventions régissant ses facilités de crédit, Pembina est également assujettie aux restrictions d'usage à l'égard de ses activités, notamment en ce qui concerne les sûretés, les emprunts et la vente d'actifs.

À l'exception des ajustements aux coûts d'emprunt liés au développement durable, les modalités de la facilité de crédit liée au DD et de la facilité de crédit renouvelable, y compris les clauses restrictives de nature financière, sont essentiellement similaires entre elles.

Activités financières

Le 31 mai 2023, Pembina a obtenu la prorogation de sa facilité de crédit renouvelable de 1,5 milliard de dollars, qui arrive maintenant à échéance le 1^{er} juin 2028, et la prorogation de sa facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars liée au DD, qui arrive maintenant à échéance le 1^{er} juin 2027.

Le 1^{er} juin 2023, les billets à moyen terme de rang supérieur non garantis, série 14, de 600 millions de dollars de Pembina sont arrivés à échéance et ont été entièrement remboursés.

Le 22 juin 2023, Pembina a conclu un placement de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis d'un montant en principal global de 500 millions de dollars. Le placement a été effectué en trois tranches, soit une tranche de 300 millions de dollars se rapportant à l'émission de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis, série 19, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 5,72 % par année, payable semestriellement, et venant à échéance le 22 juin 2026, une tranche de 100 millions de dollars se rapportant à la réouverture de l'émission, par Pembina, de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis, série 5, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 3,54 % par année, payable semestriellement, et venant à échéance le 3 février 2025 et une tranche de 100 millions de dollars se rapportant à la réouverture de l'émission, par Pembina, de billets à moyen terme de rang supérieur non garantis, série 6, assortis d'un taux d'intérêt nominal fixe de 4,24 % par année, payable semestriellement, et venant à échéance le 15 juin 2027.

Clauses restrictives

Les clauses restrictives de nature financière de l'acte régissant les billets à moyen terme et des conventions régissant les facilités de crédit qui lient Pembina se rapportent aux éléments suivants :

Instruments d'emprunt	Clauses restrictives de nature financière ¹⁾	Ratio	Ratio au 30 juin 2023
Billets à moyen terme de rang supérieur non garantis	Ratio de la dette à long terme sur le capital	Plafond de 0,70	0,38
Facilités de crédit	Ratio de la dette par rapport au capital	Plafond de 0,70	0,39

¹⁾ Au sens donné à ce terme dans les conventions pertinentes.

Pembina respectait toutes les clauses restrictives de l'acte régissant les billets à moyen terme et des conventions régissant les facilités de crédit au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022.

Risque de crédit

Pembina surveille activement et réévalue constamment la solvabilité de ses contreparties. Pembina est principalement exposée au risque de crédit lié à des contreparties de qualité investissement. Pembina évalue toutes les contreparties auxquelles elle est très exposée au moment de la conclusion des ententes et surveille étroitement les limites de crédit et l'exposition au risque de crédit dans l'ensemble de ces sociétés. Pembina peut diminuer ou atténuer son exposition à certaines contreparties lorsque les circonstances le justifient et que les modalités contractuelles le permettent. Lorsque cela est nécessaire, des garanties financières peuvent être obtenues des contreparties pour atténuer et réduire les risques et peuvent comprendre des garanties, des lettres de crédit et des garanties en trésorerie. Au 30 juin 2023, Pembina détenait des lettres de crédit de 158 millions de dollars (168 millions de dollars au 31 décembre 2022) visant principalement des créances clients.

Notation

L'information qui suit concernant les notations de Pembina se rapporte aux coûts de financement et à la situation de trésorerie de Pembina. Plus particulièrement, les notes de crédit influent sur la capacité de Pembina à obtenir du financement à court et à long terme ainsi que le coût de ce financement. Une réduction des notes actuelles attribuées à la dette de Pembina par ses agences de notation, en particulier un abaissement sous la catégorie investissement, pourrait nuire au coût du financement de Pembina et à son accès à des sources de trésorerie et de financement. De plus, les modifications des notes de crédit, et les coûts qui en découleraient, pourraient avoir une incidence sur la capacité de Pembina de conclure des transactions sur dérivés et de couverture dans le cours normal des activités. Les notations visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de toute émission de titres sur le plan de la solvabilité. Les notes de crédit attribuées par les agences de notation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres, pas plus qu'elles ne constituent un avis sur le cours des titres ou leur adéquation aux besoins d'un investisseur donné. Il se pourrait qu'une note de crédit ne demeure pas en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle soit modifiée ou retirée par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de cette dernière, la situation l'exige.

DBRS Limited (« DBRS ») a attribué la note BBB (élevé) aux billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de Pembina et attribué la note BBB (faible) aux billets subordonnés à taux fixe-fixe, série 1 (les « billets subordonnés, série 1 »), et la note Pfd-3 (élevé) à toutes les séries d'actions privilégiées de catégorie A émises de Pembina, à l'exception des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A (les « actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A »), qui doivent être remises aux porteurs de billets subordonnés, série 1, après une procédure d'insolvabilité ou de faillite pour Pembina.

S&P Global Ratings (« S&P ») a attribué à Pembina une note de crédit à long terme de BBB. S&P a aussi attribué la note BBB aux billets de rang supérieur non garantis et aux billets à moyen terme de rang supérieur non garantis, une note de BB+ aux billets subordonnés, série 1 et la note P-3 (élevé) à toutes les séries d'actions privilégiées de catégorie A émises de Pembina, à l'exception des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital de Pembina – Notes de solvabilité » de la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 pour obtenir un supplément d'information.

Obligations contractuelles et arrangements hors bilan

Obligations contractuelles

Au 30 juin 2023, Pembina était liée par les obligations contractuelles suivantes :

Obligations contractuelles ¹⁾ <i>(en millions de dollars)</i>	Paiements exigibles selon la période				
	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 ans à 5 ans	Après 5 ans
Contrats de location ²⁾	870	100	172	143	455
Dette à long terme ³⁾	16 242	1 152	1 929	3 026	10 135
Engagements à construire ⁴⁾	844	314	504	26	—
Autres engagements au titre de contrats de location ⁵⁾	473	43	81	76	273
Transport et traitement ⁶⁾	96	40	31	14	11
Engagements au titre du financement ⁷⁾	61	53	8	—	—
Logiciels, infonuagique et autres	36	13	20	2	1
Total des obligations contractuelles	18 622	1 715	2 745	3 287	10 875

¹⁾ Pembina conclut des conventions d'achat de produits et d'électricité afin d'assurer l'approvisionnement nécessaire à ses activités futures. Le prix d'achat des LGN et de l'électricité est tributaire du cours en vigueur. Les volumes et les cours des LGN et de l'électricité qui font l'objet de ces conventions ne peuvent être déterminés de façon raisonnable et, par conséquent, aucune somme n'a été incluse dans le tableau sur les obligations contractuelles. Les conventions d'achat de produits sont d'une durée allant de 1 an à 9 ans et comprennent l'achat de produits de LGN auprès de producteurs. Dans la mesure où le produit est disponible, Pembina s'est assuré un volume annuel se situant entre 11 et 184 kb/j de LGN d'ici 2031, inclusivement. Les conventions d'achat d'électricité sont d'une durée allant de 1 an à 25 ans et comprennent l'achat d'électricité auprès d'entreprises prestataires de services en électricité. Pembina s'est assuré un volume annuel maximal de 75 MW par jour jusqu'en 2047, inclusivement.

²⁾ Compte tenu des contrats de location de terminaux, de wagons de chemin de fer, de bureaux, de terrains et de véhicules.

³⁾ Comprend les prêts et emprunts, les billets hybrides subordonnés et les paiements d'intérêts sur les billets à moyen terme de rang supérieur non garantis de Pembina. Compte non tenu des frais de financement différés.

⁴⁾ Compte non tenu des projets importants en attente d'approbations réglementaires et aux termes desquels Pembina n'a pas d'engagements à construire et des projets exécutés par des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

⁵⁾ Montant lié aux paiements de loyers variables attendus qui ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et des paiements liés à la composante non locative des contrats de location contractés par le preneur.

⁶⁾ Représente les paiements au titre de contrats d'achat ferme pour les volumes minimums devant être transportés ou traités, y compris un contrat de transport de 16 millions de dollars relatif au pipeline Alliance.

⁷⁾ Pembina s'est engagée à financer la construction d'un actif qui reliera les actifs de Pembina au pipeline d'un tiers.

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2023, Pembina n'a pas d'arrangements hors bilan qui ont, ou qui sont raisonnablement susceptibles d'avoir, une incidence à court terme ou future sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa trésorerie ou ses dépenses d'investissement.

Lettres de crédit

Pembina a donné des lettres de crédit à diverses tierces parties dans le cours normal de ses activités. Les lettres de crédit comprennent des garanties financières données à des contreparties pour les achats et les ventes de produits, les services de transport, les services publics ainsi que les services d'ingénierie et de construction. Les lettres de crédit n'ont pas eu, et ne devraient pas avoir, une incidence importante sur la situation financière, le résultat, la situation de trésorerie ou les sources de financement. Au 30 juin 2023, Pembina détenait 150 millions de dollars (198 millions de dollars au 31 décembre 2022) en lettres de crédit émises.

5. CAPITAL SOCIAL

Actions ordinaires

Le 7 mars 2023, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté le renouvellement de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de Pembina qui permet à la Société de racheter jusqu'à concurrence de 5 % des actions ordinaires en circulation de la Société (ce qui représente environ 27,5 millions d'actions ordinaires) par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes canadiens de négociation désignés, ou de toute autre manière autorisée par les lois sur les valeurs mobilières, à son gré, sous réserve des restrictions sur le nombre d'actions ordinaires pouvant être achetées en une seule journée. Les actions ordinaires rachetées par la Société aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités ont été annulées. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités a commencé le 10 mars 2023 et prendra fin le 9 mars 2024 ou avant si la Société a racheté le nombre maximal d'actions ordinaires permis aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités ou à la date à laquelle Pembina décide de ne plus effectuer de rachat en vertu de celle-ci.

Le tableau qui suit résume les rachats d'actions que Pembina a effectués dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités :

<i>(en millions, sauf mention contraire)</i>	30 juin 2023	31 décembre 2022
Nombre d'actions rachetées aux fins d'annulation <i>(en milliers)</i>	1 197	7 154
Prix moyen par action	41,76 \$	46,55 \$
Coût total ¹⁾	50	333

¹⁾ Le coût total comprend un montant de 34 millions de dollars (204 millions de dollars au 31 décembre 2022) imputé au capital social et un montant de 16 millions de dollars (129 millions de dollars au 31 décembre 2022) imputé au déficit.

Dividendes sur les actions ordinaires

Les dividendes sur les actions ordinaires sont payables selon les modalités établies par le conseil d'administration de Pembina, qui détermine à son gré le montant et la fréquence des dividendes déclarés et payables en fonction du bénéfice, des flux de trésorerie, des besoins en capitaux et de la situation financière de Pembina, ainsi qu'en fonction d'autres facteurs pertinents.

Actions privilégiées

Le 16 janvier 2023, Pembina a annoncé qu'elle n'avait pas l'intention d'exercer son droit de rachat des dix millions d'actions privilégiées de catégorie A à taux minimum rajusté et à dividendes cumulatifs rachetables, série 25 (les « actions privilégiées de catégorie A, série 25 »), en circulation au 15 février 2023. Le taux de dividende annuel sur les actions privilégiées de catégorie A, série 25, pour la période quinquennale allant du 15 février 2023 inclusivement au 15 février 2028 exclusivement, est de 6,481 %.

Le 30 janvier 2023, Pembina a annoncé qu'elle n'avait pas l'intention d'exercer son droit de rachat des 16 millions d'actions privilégiées de catégorie A à taux minimum rajusté et à dividendes cumulatifs rachetables, série 21 (les « actions privilégiées de catégorie A, série 21 »), en circulation au 1^{er} mars 2023. Le taux de dividende annuel des actions privilégiées de catégorie A, série 21 pour la période quinquennale allant du 1^{er} mars 2023 inclusivement au 1^{er} mars 2028 exclusivement, est de 6,302 %.

Le 14 février 2023, les porteurs d'un total de 1 028 130 actions des 16 millions d'actions privilégiées de catégorie A, série 21 ont choisi de convertir, à raison de une action contre une action, leurs actions privilégiées de catégorie A, série 21 en actions privilégiées de catégorie A à taux variable et à dividendes cumulatifs rachetables, série 22 (les « actions privilégiées de catégorie A, série 22 »). En raison de l'exercice de tels droits de conversion, Pembina a 14 971 870 actions privilégiées de catégorie A, série 21 et 1 028 130 actions privilégiées de catégorie A, série 22 émises et en circulation. Le taux de dividende annuel applicable aux actions privilégiées de catégorie A, série 22 pour la période de taux variable de trois mois allant du 1^{er} juin 2023 inclusivement au 1^{er} septembre 2023 exclusivement, s'établit à 7,710.

Dividendes sur les actions privilégiées

À l'exception des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A, les porteurs des actions privilégiées de catégorie A de Pembina ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes ou variables. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A des séries 1, 3, 5, 7, 9, 21 et 22 sont payables chaque trimestre le premier jour des mois de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration de Pembina les déclare et au moment où il les déclare. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A de série 15, de série 17 et de série 19 sont payables chaque année le dernier jour des mois de mars, de juin, de septembre et de décembre, si le conseil d'administration de Pembina les déclare et au moment où il les déclare. Les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A de série 25 sont payables chaque année le 15^e jour des mois de février, de mai, d'août et de novembre, si le conseil d'administration de Pembina les déclare et au moment où il les déclare.

Aucun dividende n'est payable sur les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A, et aucun dividende ne s'accumulera sur celles-ci, avant la livraison des actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A, aux porteurs de billets subordonnés, série 1, après une procédure d'insolvabilité ou de faillite pour Pembina. Par la suite, les dividendes sur les actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A, sont payables le 25^e jour de janvier et de juillet chaque année, si le conseil d'administration les déclare et au moment où il les déclare.

Actions en circulation

Actions émises et en circulation (en milliers) ¹⁾	31 juillet 2023
Actions ordinaires	549 198
Options sur actions	12 007
Options sur actions exerçables	8 593
Actions privilégiées de catégorie A, série 1	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 3	6 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 5	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 7	10 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 9	9 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 15	8 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 17	6 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 19	8 000
Actions privilégiées de catégorie A, série 21	14 972
Actions privilégiées de catégorie A, série 22	1 028
Actions privilégiées de catégorie A, série 25	10 000

¹⁾ Pembina a émis 600 000 actions privilégiées de catégorie A, série 2021-A, devant être détenues en fiducie par Société de fiducie Computershare du Canada afin de satisfaire aux obligations de Pembina aux termes de l'acte relatif aux billets subordonnés, série 1, relativement à l'émission des billets subordonnés, série 1.

6. DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Pipelines	77	75	183	189
Installations	33	48	53	78
Commercialisation et nouveaux projets	—	17	3	46
Siège social et autres projets	13	12	21	18
Total des dépenses d'investissement ¹⁾	123	152	260	331

¹⁾ Comprend un montant de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (48 millions de dollars en 2022) et de 47 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 (97 millions de dollars en 2022) lié aux activités de soutien non recouvrables.

Aux deuxièmes trimestres et aux premiers semestres de 2023 et de 2022, les dépenses d'investissement de la division Pipelines ont encore été consacrées en grande partie à l'expansion du réseau de pipelines Peace de Pembina et aux projets d'atténuation des pentes. Les dépenses d'investissement de la division Pipelines en 2023 comprennent également la réactivation du réseau de pipelines Nipisi. Les dépenses d'investissement de la division Installations en 2023 sont surtout liées aux projets d'expansion à l'installation Redwater. En 2022, les dépenses d'investissement de la division Installations portaient principalement sur l'installation de cogénération d'Empress. En 2022, les dépenses d'investissement de la division Commercialisation et nouveaux projets ont visé principalement l'achat des stocks en conduite pour le projet d'expansion de phase VII du réseau de pipelines Peace. Les dépenses d'investissement du siège social en 2023 et en 2022 étaient surtout consacrées au développement des infrastructures et des systèmes des technologies de l'information.

Les futures dépenses d'investissement pour le reste de 2023 sont estimées entre 495 millions de dollars et 545 millions de dollars et sont principalement liées aux travaux de construction du projet d'expansion de phase VIII du réseau de pipelines Peace, aux investissements dans des projets de croissance de moindre envergure, y compris les pipelines d'embranchement et les terminaux, ainsi qu'aux projets déjà mis en service. Une tranche allant de 85 millions de dollars à 95 millions de dollars des futures dépenses d'investissement sera consacrée aux dépenses d'investissement de maintien non recouvrables et permettra de veiller à ce que les activités soient exercées de manière sécuritaire et fiable.

Pour plus de renseignements sur les apports aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels – Aperçu des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » du présent rapport de gestion.

7. PRINCIPAUX RENSEIGNEMENTS TRIMESTRIELS

Principaux renseignements d'exploitation trimestriels

(en kbep/j)		2023		2022				2021	
		T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Volumes^{1), 2)}									
Pipelines									
Pipelines classiques		881	900	1 024	977	937	897	959	918
Pipelines de transport		580	594	593	577	564	621	616	595
Pipelines de sables bitumineux		977	973	976	977	975	975	996	1 050
Installations									
Services gaziers		564	563	588	686	664	675	677	660
Services de LGN		185	158	211	207	204	201	189	188
Total		3 187	3 188	3 392	3 424	3 344	3 369	3 437	3 411
Commercialisation et nouveaux projets									
LGN commercialisés		163	194	193	184	176	206	193	177

¹⁾ Volumes générant des produits. Se reporter à la rubrique « Abréviations » du présent rapport de gestion pour consulter les définitions.

²⁾ Compte tenu de la quote-part des volumes des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence qui revient à Pembina.

Passifs sur contrats d'achat ferme

(en millions de dollars)		2023		2022				2021	
		T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Solde d'ouverture		26	3	15	27	25	3	21	35
Produits différés		51	49	48	55	51	48	43	48
Produits comptabilisés		(37)	(26)	(60)	(68)	(46)	(26)	(61)	(62)
Transferts aux passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente		—	—	—	3	(3)	—	—	—
Cession		—	—	—	(2)	—	—	—	—
Solde de clôture des passifs sur contrats d'achat ferme		40	26	3	15	27	25	3	21

Renseignements financiers trimestriels

<i>(en millions de dollars, sauf mention contraire)</i>								
	2023		2022				2021	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 070	2 297	2 699	2 779	3 095	3 038	2 560	2 149
Produits nets ¹⁾	858	946	1 043	1 030	1 020	1 154	1 084	961
Charges d'exploitation	189	200	240	225	211	193	206	187
(Profit réalisé) perte réalisée sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	(14)	(24)	(10)	19	49	47	36	43
Quote-part de la perte des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	97	82	79	123	74	85	83	75
Marge brute	659	672	681	874	711	857	785	682
BAILA ajusté ¹⁾	823	947	925	967	849	1 005	970	850
Bénéfice	363	369	243	1 829	418	481	80	588
Bénéfice par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	0,60	0,61	0,39	3,24	0,70	0,81	0,08	1,01
Bénéfice par action ordinaire – après dilution <i>(en dollars)</i>	0,60	0,61	0,39	3,23	0,69	0,81	0,08	1,01
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	653	458	947	723	604	655	697	913
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,19	0,83	1,72	1,30	1,09	1,19	1,27	1,66
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ¹⁾	606	634	690	588	683	700	734	786
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i> ¹⁾	1,10	1,15	1,25	1,07	1,23	1,27	1,33	1,43
Actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i> :								
Nombre moyen pondéré – de base	550	550	551	554	554	551	550	550
Nombre moyen pondéré – après dilution	551	551	553	556	557	552	551	551
Clôture de la période	549	550	550	552	555	552	550	550
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	367	359	359	354	349	347	346	347
Dividendes par action ordinaire	0,67	0,65	0,65	0,64	0,63	0,63	0,63	0,63
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	31	28	32	31	32	31	33	31
Dépenses d'investissement	123	137	143	131	152	179	176	209
Apports aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	11	38	46	24	6	19	305	18
Distributions provenant des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	191	199	235	138	145	155	128	106

¹⁾ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR et autres mesures » du présent rapport de gestion.

Au cours des périodes indiquées dans le tableau précédent, de nouveaux projets de croissance de grande envergure dans tous les secteurs de Pembina ont été mis en œuvre. La volatilité des cours des marchandises, les variations des taux de change et l'inflation ont eu des répercussions sur les résultats financiers et les résultats d'exploitation de la Société. D'autres facteurs importants ont également eu une incidence sur les résultats financiers et les résultats d'exploitation de Pembina au cours des périodes indiquées ci-dessus, notamment :

- la réception d'un montant de 350 millions de dollars à la résiliation de la convention d'arrangement avec Inter Pipeline Ltd. au troisième trimestre de 2021 et l'impôt connexe;
- la hausse des apports à Alliance pour lui permettre de racheter la totalité des billets de premier rang émis et en circulation en 2021;
- la constatation de la dépréciation de certains actifs de la division Pipelines par suite de l'expiration de contrats au quatrième trimestre de 2021;
- la réalisation de la transaction liée à PGI, qui a entraîné la comptabilisation par Pembina d'un profit de 1,1 milliard de dollars au troisième trimestre de 2022 et a eu d'autres répercussions sur le bénéfice de Pembina;

- l'entente de règlement conclue au quatrième trimestre de 2022 avec Ruby Pipeline, L.L.C. (la « filiale de Ruby ») qui prévoit que Pembina ne pourra être tenue responsable de toute cause d'action relativement, notamment, aux distributions antérieures à la déclaration de la requête et à la faillite de la filiale de Ruby (au sens qui lui est donné ci-dessous) en échange d'un paiement de 102 millions de dollars américains par Pembina à la filiale de Ruby en janvier 2023;
- l'interruption au réseau de pipelines Northern aux premier et deuxième trimestres de 2023 et les feux de forêt au deuxième trimestre de 2023.

Principaux prix trimestriels ayant cours sur les marchés

	2023		2022				2021	
<i>(moyenne en dollars)</i>	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Pétrole brut WTI (\$ US/b)	73,78	76,13	82,64	91,56	108,41	94,29	77,19	70,50
Taux de change (\$ US/\$ CA)	1,34	1,35	1,36	1,31	1,28	1,27	1,26	1,25
Gaz naturel AECO (\$ CA/GJ)	2,22	4,12	5,29	5,50	5,95	4,35	4,68	3,15
Gaz naturel à la station 2 (\$ CA/GJ)	1,79	2,74	3,06	2,94	6,45	4,46	3,51	3,22
Gaz naturel – Chicago Citygate (\$ US/MBTU)	1,99	4,32	5,86	7,86	6,97	5,74	5,87	3,40
Propane à Mont Belvieu (\$ US/gal)	0,68	0,82	0,80	1,08	1,25	1,31	1,25	1,06
Prix de l'électricité mis en commun de l'Alberta (\$ CA/MWh)	159,87	141,42	213,64	221,90	122,49	90,47	107,23	100,27
Cours moyen pondéré en fonction du volume de l'action de Pembina à 20 jours	41,57	43,63	46,26	44,99	47,97	46,57	37,99	39,77

8. PRINCIPAUX RENSEIGNEMENTS SUR LES ENTREPRISES COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Prêts et emprunts des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Conformément à la méthode de comptabilisation de la mise en équivalence, les actifs et les passifs liés à la participation sont comptabilisés dans un seul poste de l'état consolidé de la situation financière, à savoir Participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Dans le but de faciliter la compréhension et l'évaluation par le lecteur de la capitalisation des participations de Pembina, les prêts et emprunts liés aux participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont présentés ci-après selon la participation proportionnelle de Pembina au 30 juin 2023. Les prêts et emprunts sont présentés et classés par division dans lesquelles les résultats pour la participation sont comptabilisés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Abréviations » pour un résumé des participations de Pembina dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et de la division dans laquelle leurs résultats sont présentés.

(en millions de dollars) ¹⁾	30 juin 2023	31 décembre 2022
Pipelines ²⁾	346	672
Installations ³⁾	2 400	2 694
Commercialisation et nouveaux projets	—	—
Total	2 746	3 366

¹⁾ Les soldes reflètent la participation de Pembina en pourcentage de la valeur nominale de l'encours.

²⁾ Le solde au 31 décembre 2022 comprend un montant de 322 millions de dollars au titre des prêts et emprunts liés à Ruby, qui ont été éteints à la conclusion de la vente de Ruby le 13 janvier 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités de financement pour les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » ci-dessous pour obtenir un supplément d'information.

³⁾ Le solde au 31 décembre 2022 comprend un montant de 330 millions de dollars qui représente la quote-part de Pembina au titre de prêts et emprunts liés à une facilité de crédit de PGI destinée au financement de la construction du Key Access Pipeline System (le « projet KAPS ») de 550 millions de dollars, qui a été remboursé intégralement à la conclusion de la vente du projet KAPS le 26 avril 2023.

Activités de financement pour les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

La filiale de Ruby avait des billets non garantis d'un capital global de 475 millions de dollars américains (montant brut intégral) qui sont arrivés à échéance le 1^{er} avril 2022 (les « billets de 2022 »). Le 31 mars 2022, la filiale de Ruby a déposé une requête volontaire en vue d'être placée sous la protection du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis devant la Bankruptcy Court des États-Unis pour le district du Delaware (la « faillite de la filiale de Ruby ») puisqu'elle n'avait pas assez de liquidités pour honorer ses obligations au titre des billets de 2022 à la date d'échéance. Le 18 novembre 2022, Pembina et certaines de ses filiales ont conclu avec la filiale de Ruby une entente de règlement qui stipulait que Pembina ne pourrait être tenue responsable de toute cause d'action relativement, notamment, aux distributions antérieures à la déclaration de faillite et à la faillite de la filiale de Ruby en échange d'un paiement de 102 millions de dollars américains par Pembina à la filiale de Ruby. En janvier 2023, la Bankruptcy Court des États-Unis pour le district du Delaware a approuvé le plan de restructuration de la filiale de Ruby en vertu du chapitre 11 (le « plan de la filiale de Ruby ») et l'entente de règlement. Le plan de la filiale de Ruby prévoyait la vente des capitaux propres restructurés de la filiale de Ruby à un tiers. Cette vente a été conclue le 13 janvier 2023. Le plan prévoit également la distribution des produits de la vente et des fonds en caisse de la filiale de Ruby aux créanciers de la filiale de Ruby, y compris un montant d'environ 14 millions de dollars américains à une société affiliée à

Pembina relativement aux billets subordonnés émis par la filiale de Ruby à cette société liée à Pembina. Après la conclusion de la vente des capitaux propres restructurés de la filiale de Ruby, Pembina a cessé d’avoir une participation dans Ruby Pipeline.

Engagements envers des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Pembina a pris des engagements afin de verser des apports à certaines entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence selon des budgets annuels approuvés par les coentrepreneurs et les accords contractuels.

Risque de crédit lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Au 30 juin 2023, les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Pembina détenaient des lettres de crédit totalisant 60 millions de dollars (75 millions de dollars au 31 décembre 2022) visant principalement des créances clients.

9. AUTRES

Transactions entre parties liées

Pembina conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités et toutes les transactions sont évaluées à la valeur d'échange, à moins d'indication contraire. Pembina conclut des contrats visant la capacité avec certaines des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, avance des fonds pour appuyer les activités, fournit des lettres de crédit, y compris des garanties financières, et offre des services, en contrepartie d'honoraires fixes et selon le principe de recouvrement des coûts, à certaines entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Ces services sont fournis conformément à des conventions de services distinctes.

PGI

Pembina fournit des services de gestion à PGI en contrepartie d'honoraires annuels fixes de 52 millions de dollars, qui sont inclus dans les produits tirés des services partagés. Pembina facture à PGI les services fournis selon le principe de recouvrement des coûts et les paiements qu'elle a effectués à des tiers au nom de PGI. Les services fournis à PGI pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 ont totalisé 65 millions de dollars et 128 millions de dollars (néant pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022), respectivement. PGI fournit à Pembina des services d'extraction en vertu de conventions fondées sur le principe de la rémunération des services à long terme. Les services que Pembina a reçus de PGI au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 se sont élevés à 1 million de dollars et 8 millions de dollars (néant pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022), respectivement. Au 30 juin 2023, les créances clients et autres débiteurs comprennent un montant de 33 millions de dollars à recevoir de PGI (41 millions de dollars au 31 décembre 2022).

Ruby

Au cours du premier trimestre de 2023, Pembina a réglé un montant à recevoir de 14 millions de dollars américains au titre d'une avance faite à Ruby et un montant à payer à Ruby de 102 millions de dollars américains au titre d'une provision, ces deux montants ayant trait à la faillite de la filiale de Ruby. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Principaux renseignements sur les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence – Activités de financement pour les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » pour obtenir de plus amples renseignements.

Aux Sable

Pembina exploite les installations détenues par Aux Sable et en assure la surveillance. En tant que partenaire de l'exploitation, Pembina recouvre les charges d'exploitation et d'autres coûts selon le principe de recouvrement des coûts. Les services fournis par Pembina à Aux Sable au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 ont totalisé 35 millions de dollars et 65 millions de dollars (25 millions de dollars et 49 millions de dollars en 2022), respectivement.

Alliance

Pembina fournit des services de gestion à Alliance en contrepartie d'honoraires annuels fixes de 11 millions de dollars (11 millions de dollars en 2022), qui sont inclus dans les produits tirés des services partagés. Pembina facture à Alliance les services fournis selon le principe de recouvrement des coûts.

Gestion des risques

Les stratégies et politiques de gestion des risques et les limites établies à l'égard des risques permettent de s'assurer que les risques et les expositions de Pembina concordent avec sa stratégie commerciale et sa tolérance au risque. Il incombe au conseil d'administration de Pembina d'exercer une surveillance sur la gestion des risques de Pembina et il supervise la manière dont la direction veille à assurer la conformité aux politiques et aux procédures de gestion des risques et évalue la pertinence du cadre de gestion des risques par rapport aux risques auxquels Pembina est exposée.

Pembina est exposée au risque de crédit de contrepartie, au risque de liquidité et au risque de marché. Pembina recourt à des instruments financiers dérivés pour stabiliser les résultats de ses activités et, au 30 juin 2023, la Société avait conclu des contrats d'instruments financiers dérivés afin de gérer les risques liés aux prix des marchandises, aux taux d'intérêt, au coût de l'électricité et aux taux de change. Pembina a aussi conclu des conventions d'achat d'électricité afin d'assurer l'accès à une source d'énergie renouvelable à prix concurrentiel, de fixer le prix d'une partie de l'électricité que Pembina consomme et de réduire ses émissions. Pour obtenir un supplément d'information sur les instruments financiers dérivés de Pembina, il convient de consulter la note 12 des états financiers intermédiaires.

Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôle interne à l'égard de l'information financière

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction est responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière, au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. Ce règlement a pour objectif d'améliorer la qualité, la fiabilité et la transparence des informations déposées ou présentées en vertu des lois sur les valeurs mobilières du Canada.

Le président et chef de la direction et le premier vice-président et chef des finances ont conçu, avec l'aide des membres de la direction de Pembina, des contrôles et procédures de communication de l'information et un contrôle interne à l'égard de l'information financière afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information importante sur les activités de Pembina leur est transmise et qu'elle est présentée dans les délais prescrits, que l'information financière est fiable et que les états financiers établis aux fins de publication sont conformes aux IFRS.

Changements dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a eu lieu au cours du deuxième trimestre de 2023 qui a eu ou qui aurait pu avoir une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina.

10. MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES

Modifications de méthodes comptables

Les méthodes comptables qui ont été appliquées aux états financiers intermédiaires sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés de Pembina. À l'exception de ce qui suit, aucune des nouvelles normes comptables ou des modifications aux normes existantes adoptées pour le semestre clos le 30 juin 2023 n'a eu une incidence importante sur les états financiers de Pembina.

IFRS 17, Contrats d'assurance

La Société a adopté l'IFRS 17, *Contrats d'assurance*, le 1^{er} janvier 2023. L'IFRS 17 établit les principes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et de communication de l'information des contrats d'assurance. L'IFRS 17 a été appliquée selon l'approche rétrospective intégrale et, par conséquent, la Société a retraité certains montants comparatifs. Il y a lieu de se reporter à la note 2 des états financiers intermédiaires pour obtenir un supplément d'information.

Les contrats d'assurance de Pembina sont assortis d'une garantie de société mère et de lettres de crédit que Pembina fournit à la coentreprise Cedar LNG. En vertu des contrats, Pembina remboursera les contreparties de Cedar LNG si cette dernière est incapable d'honorer ses obligations à l'échéance. Pembina ne reçoit aucune prime de la coentreprise ou de la contrepartie pour l'établissement du contrat d'assurance et, par conséquent, les contrats sont considérés comme déficitaires. Au moment de la comptabilisation initiale ou de la modification du contrat, Pembina comptabilise le coût d'établissement du contrat au nom de la coentreprise à titre d'apport en substance à la coentreprise. Toutes les autres modifications apportées au passif d'assurance sont comptabilisées en résultat.

Pembina exerce son jugement pour déterminer les probabilités futures et les flux de trésorerie attendus relatifs à ses contrats d'assurance. Ces jugements comprennent l'évaluation de différents scénarios sur la probabilité qu'une décision d'investissement finale favorable sera rendue au sujet du projet Cedar LNG, ainsi que l'évaluation des sorties de trésorerie que Pembina pourrait être tenue d'effectuer selon les divers scénarios. Un ajustement au risque est ensuite appliqué aux sorties de trésorerie pondérées en fonction des probabilités pour les risques non financiers inhérents aux scénarios, et le taux d'actualisation ajusté en fonction du crédit est utilisé pour prendre en compte les risques financiers en cas d'inexécution.

Modifications de l'IAS 1 – Informations à fournir sur les méthodes comptables

La Société a adopté les modifications de l'IAS 1, *Informations à fournir sur les méthodes comptables*, le 1^{er} janvier 2023. Les modifications remplacent l'exigence de fournir des informations sur les « principales » méthodes comptables par une exigence de fournir les informations sur les méthodes comptables significatives. Elles établissent également des directives sur la façon d'appliquer le concept d'importance relative aux informations à fournir sur les méthodes comptables significatives.

Les modifications n'ont eu aucune incidence sur les méthodes présentées dans les états financiers intermédiaires. Elles auront plutôt un effet sur la prépondérance des méthodes comptables significatives qui seront présentées dans les états financiers annuels consolidés.

Jugements et estimations comptables d'importance critique

Les jugements et estimations comptables d'importance critique utilisés dans l'établissement des états financiers intermédiaires sont décrits à la note 2 des états financiers consolidés. L'établissement d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction ait recours à son jugement et fasse des estimations qui pourraient influencer considérablement sur les montants comptabilisés dans les états financiers. De par leur nature, les jugements et estimations peuvent changer à la lumière de nouveaux faits et circonstances dans l'environnement interne et externe. Il n'y a eu aucun changement significatif dans les estimations et les jugements comptables d'importance critique de Pembina au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023.

11. MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR ET AUTRES MESURES

Tout au long du présent rapport de gestion, Pembina a présenté certaines mesures financières qui ne sont pas déterminées, définies ou établies conformément aux PCGR et qui ne sont pas présentées dans les états financiers de Pembina. Les mesures financières non conformes aux PCGR excluent un montant qui entre dans la composition de la mesure financière la plus directement comparable déterminée, définie ou établie conformément aux PCGR ou comprennent un montant qui en est exclu. La direction recourt à ces mesures financières non conformes aux PCGR et à ces ratios non conformes aux PCGR, en plus des mesures financières et ratios déterminés, définis et établis conformément aux PCGR pour évaluer la performance, les flux de trésorerie et les activités de Pembina et pour fournir des renseignements financiers complémentaires utiles sur la performance de Pembina sur le plan de l'exploitation et sur le plan financier aux investisseurs aussi bien qu'aux analystes.

Dans le présent rapport de gestion, Pembina a présenté les mesures financières non conformes aux PCGR et les ratios non conformes aux PCGR qui suivent : les produits nets, le bénéfice avant les intérêts, l'impôt et les amortissements (le « BAIIA ajusté »), le BAIIA ajusté par action ordinaire, le BAIIA ajusté lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire.

Les mesures financières non conformes aux PCGR et les ratios non conformes aux PCGR présentés dans le présent rapport de gestion n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables aux mesures financières similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures et ces ratios financiers ne doivent pas être considérés isolément, pris comme mesures de rechange, ou considérés comme supérieurs aux mesures et ratios de la performance financière ou des flux de trésorerie de Pembina déterminés, définis et établis conformément aux IFRS, y compris les produits, le bénéfice avant impôt, la quote-part du bénéfice tiré des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Sauf mention contraire, ces mesures financières non conformes aux PCGR et ces ratios non conformes aux PCGR sont calculés de façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments de rapprochement spécifiques pourraient être pertinents seulement pour certaines périodes.

Les mesures financières non conformes aux PCGR et les ratios non conformes aux PCGR présentés dans le présent rapport de gestion, ainsi que, le cas échéant, l'information qui suit sont présentés ci-après : la mesure financière la plus directement comparable qui est déterminée, définie et établie conformément aux PCGR à laquelle chaque mesure financière non conforme aux PCGR se rapporte; un rapprochement quantitatif entre chaque mesure financière non conforme aux PCGR et la mesure financière conforme aux PCGR la plus directement comparable; la composition de chaque mesure financière non conforme aux PCGR et chaque ratio non conforme aux PCGR; une explication de l'utilité de chaque mesure non conforme aux PCGR et de chaque ratio non conforme aux PCGR pour un investisseur ainsi que des autres fins, le cas échéant, auxquelles la direction en fait usage; une explication du motif du changement, le cas échéant, de la désignation ou de la composition de

chaque mesure financière non conforme aux PCGR ou chaque ratio non conforme aux PCGR par rapport à celle fournie antérieurement.

Produits nets

Les produits nets constituent une mesure financière non conforme aux PCGR et correspondent au total des produits diminué du coût des ventes incluant les achats de produits. La direction estime que les produits nets donnent aux investisseurs une mesure unique indiquant la marge à l'égard des ventes avant les charges d'exploitation non liées aux produits, mesure qui est comparable d'une période à l'autre. La direction utilise les produits nets afin de comparer les résultats d'une période à l'autre des divisions Commercialisation et nouveaux projets et Installations, de totaliser les produits dégagés par chaque division de la Société et d'établir des objectifs comparables. La mesure financière la plus directement comparable aux produits nets qui est déterminée, définie et établie conformément aux PCGR et présentée dans les états financiers de Pembina correspond aux produits.

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)					Commercialisation et nouveaux projets		Siège social et éliminations intersectorielles		Total	
	Pipelines		Installations							
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Produits	608	604	220	360	1 357	2 300	(115)	(169)	2 070	3 095
Coût des ventes, y compris les achats de produits	—	—	—	2	1 277	2 157	(65)	(84)	1 212	2 075
Produits nets	608	604	220	358	80	143	(50)	(85)	858	1 020

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)					Commercialisation et nouveaux projets		Siège social et éliminations intersectorielles		Total	
	Pipelines		Installations							
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Produits	1 236	1 177	428	717	2 915	4 571	(212)	(332)	4 367	6 133
Coût des ventes, y compris les achats de produits	—	—	—	2	2 686	4 124	(123)	(167)	2 563	3 959
Produits nets	1 236	1 177	428	715	229	447	(89)	(165)	1 804	2 174

BAIIA ajusté et BAIIA ajusté par action ordinaire

Le BAIIA ajusté est une mesure financière non conforme aux PCGR qui correspond au bénéfice avant les charges financières nettes, l'impôt sur le résultat, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles (inclus dans les charges d'exploitation et les charges générales et administratives) ainsi que les profits et pertes latents sur des instruments financiers dérivés sur marchandises. L'exclusion des profits et pertes latents sur des instruments financiers dérivés sur marchandises permet d'éliminer l'incidence d'éléments hors trésorerie de ces profits et pertes.

De plus, le BAIIA ajusté tient compte des ajustements du bénéfice liés aux pertes (aux profits) sur la sortie de biens, aux coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions, aux cessions et à la restructuration, aux charges de dépréciation ou aux reprises du goodwill, aux immobilisations incorporelles, aux participations dans les entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, aux immobilisations corporelles, à certaines provisions hors trésorerie et à d'autres montants qui ne reflètent pas les activités poursuivies. Ces ajustements supplémentaires sont effectués afin d'exclure divers éléments hors trésorerie et d'autres éléments qui ne reflètent pas les activités poursuivies.

La direction estime que le BAIIA ajusté fournit de précieux renseignements aux investisseurs, car il constitue un important indicateur de la capacité de Pembina de générer des liquidités par le truchement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elle est également d'avis que le BAIIA ajusté fournit des renseignements sur le bénéfice d'exploitation provenant des dépenses d'investissement, ce qui comprend les produits financiers d'exploitation et les profits issus de contrats de location des bailleurs. Les investisseurs et les analystes utilisent également le BAIIA ajusté pour évaluer la performance financière de Pembina et en déterminer la valeur, notamment parce qu'il permet de calculer les ratios financiers et les ratios d'endettement. La direction utilise le BAIIA ajusté pour établir des objectifs et le considère comme un indicateur clé de la réussite de la Société. Pembina fait état du BAIIA ajusté étant donné que la direction est d'avis qu'il s'agit d'une mesure utilisée fréquemment par les analystes, les investisseurs et d'autres parties prenantes pour évaluer la performance financière de la Société.

Le BAIIA ajusté par action ordinaire est un ratio non conforme aux PCGR qui est calculé comme suit : le BAIIA ajusté divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Trimestres clos les 30 juin <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>		Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets		Siège social et éliminations intersectorielles		Total	
		2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Bénéfice avant impôt		350	382	153	147	115	135	(161)	(149)	457	515
Ajustements de la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres ajustements		41	38	76	34	8	31	—	—	125	103
Charges financières nettes (produits financiers nets)		8	8	2	7	(4)	11	103	98	109	124
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles		102	96	41	80	11	11	12	11	166	198
(Profit latent) perte latente sur des instruments financiers dérivés sur marchandises		—	—	—	9	(34)	(74)	—	—	(34)	(65)
Coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions		—	—	—	—	—	—	—	(12)	—	(12)
Charges de dépréciation, frais de transformation et de restructuration, règlement d'un différend découlant d'une convention, profit sur la sortie de biens et provisions hors trésorerie		—	(1)	—	—	—	(11)	—	(2)	—	(14)
BAIIA ajusté		501	523	272	277	96	103	(46)	(54)	823	849
BAIIA ajusté par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>										1,50	1,53

Semestres clos les 30 juin								Siège social et éliminations intersectorielles			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)		Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets				Total	
		2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Bénéfice avant impôt		726	743	288	397	235	352	(317)	(344)	932	1 148
Ajustements de la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres ajustements		85	91	203	68	13	37	—	—	301	196
Charges financières nettes (produits financiers nets)		15	15	4	9	(3)	9	204	200	220	233
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles		201	195	75	135	23	22	22	23	321	375
Profit latent sur des instruments financiers dérivés sur marchandises		—	—	—	(51)	—	(39)	—	—	—	(90)
Charges de dépréciation, frais de transformation et de restructuration, règlement d'un différend découlant d'une convention, profit sur la sortie de biens et provisions hors trésorerie		(1)	—	—	—	(3)	(11)	—	3	(4)	(8)
BAIIA ajusté		1 026	1 044	570	558	265	370	(91)	(118)	1 770	1 854
BAIIA ajusté par action ordinaire – de base											
(en dollars)										3,22	3,36

BAIIA ajusté lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Conformément aux IFRS, les coentreprises de Pembina sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Suivant cette méthode, le montant net des actifs et des passifs liés à la participation est présenté au poste « Participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » de l'état consolidé de la situation financière. Le bénéfice net attribuable aux participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence est comptabilisé au poste « Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence » de l'état consolidé du résultat net et du résultat global. Les ajustements apportés au bénéfice, dans le BAIIA ajusté dont il est question ci-dessus, sont aussi apportés à la quote-part des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les apports en trésorerie versés aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et les distributions en trésorerie reçues de celles-ci correspondent à la quote-part qui revient à Pembina des montants versés aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et reçus de celles-ci.

Dans le but de faciliter la compréhension et l'évaluation de la performance de ces participations, Pembina présente, en complément des informations fournies selon les IFRS, la consolidation proportionnelle non conforme aux PCGR des résultats des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part qui revient à Pembina des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence est prise en compte dans le BAIIA ajusté.

Trimestres clos les 30 juin								
<i>(en millions de dollars)</i>								
	Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	48	69	20	8	6	97	74
Ajustements de la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :								
Charges financières nettes (produits financiers nets)	5	3	1	11	—	(1)	6	13
Charge d'impôt exigible	—	—	21	—	—	—	21	—
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	36	35	41	23	8	6	85	64
Perte latente sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	—	9	—	—	26	9	26
Coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions	—	—	4	—	—	—	4	—
Total des ajustements à la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	41	38	76	34	8	31	125	103
BAIIA ajusté lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	61	86	145	54	16	37	222	177

Semestres clos les 30 juin								
<i>(en millions de dollars)</i>								
	Pipelines		Installations		Commercialisation et nouveaux projets		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	55	88	117	44	7	27	179	159
Ajustements de la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :								
Charges financières nettes (produits financiers nets)	10	16	54	19	—	(1)	64	34
Charge d'impôt exigible	1	—	34	—	—	—	35	—
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	74	75	96	49	13	12	183	136
Perte latente sur des instruments financiers dérivés sur marchandises	—	—	9	—	—	26	9	26
Coûts de transaction engagés à l'égard d'acquisitions et provisions hors trésorerie	—	—	10	—	—	—	10	—
Total des ajustements à la quote-part du bénéfice des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	85	91	203	68	13	37	301	196
BAIIA ajusté lié aux entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	140	179	320	112	20	64	480	355

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés sont une mesure non conforme aux PCGR qui correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés pour tenir compte de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ajustés pour tenir compte de la charge d'impôt exigible et des paiements au titre de la rémunération fondée sur des actions et diminués des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés ne tiennent pas compte des dividendes payés sur les actions privilégiées, puisque ceux-ci ne sont pas attribuables aux porteurs d'actions ordinaires. Le calcul a été modifié et comprend maintenant la charge d'impôt exigible et la charge au titre de la rémunération fondée sur des actions à payer, ce qui permet à la direction de mieux évaluer les obligations de la Société décrites ci-après. La direction estime que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

ajustés fournissent une information comparable aux investisseurs et leur permettent d'évaluer la performance financière au cours de chaque période de présentation de l'information financière. La direction a recours aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés afin de fixer des objectifs et les considère comme un indicateur clé de la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations au titre des intérêts, des paiements de dividendes et d'autres engagements. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire sont un ratio financier non conforme aux PCGR qui est calculé comme suit : les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	653	604	1 111	1 259
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,19	1,09	2,02	2,28
Ajouter (déduire) :				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(11)	103	188	142
Charge d'impôt exigible	(78)	(54)	(177)	(175)
Impôt payé, déduction faite du change	66	86	113	238
Charge au titre de la rémunération fondée sur des actions à payer	7	(24)	(13)	(63)
Paiement au titre de la rémunération fondée sur des actions	—	—	77	45
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(31)	(32)	(59)	(63)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	606	683	1 240	1 383
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action ordinaire – de base <i>(en dollars)</i>	1,10	1,23	2,25	2,50

12. ABRÉVIATIONS

Voici la liste des abréviations susceptibles d'être utilisées dans le présent rapport de gestion :

Autres	
AECO	prix de référence du gaz naturel d'Alberta Energy Company
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
Coupe lourde	usines de traitement du gaz pourvues d'une capacité d'extraction d'éthane plus
Coupe peu profonde	usines de traitement de gaz non corrosif pourvues d'une capacité d'extraction de propane plus ou de condensats plus
É.-U.	États-Unis
IFRS	Normes internationales d'information financière
LGN	liquides de gaz naturel
PCGR	principes comptables généralement reconnus du Canada
Volumes	Pour les divisions Pipelines et Installations, les volumes comprennent des volumes générant des produits, lesquels sont des volumes physiques plus les volumes provenant d'engagements d'achat ferme. Pour la division Commercialisation et nouveaux projets, les volumes sont les volumes de LGN commercialisés. Les volumes sont présentés en kbep/j, les volumes de gaz naturel ayant été convertis en kbep/j à partir des Mpi ³ /j selon le ratio 6:1, et comprennent les volumes générant des produits tirés des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence liées à Pembina.

Mesures		Organismes de réglementation et lois	
b/j	barils par jour	ABCA	Business Corporations Act (Alberta)
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour	AEIC	Agence d'évaluation d'impact du Canada
kb	milliers de barils	AER	Alberta Energy Regulator
kbep/j	milliers de barils d'équivalent pétrole par jour	BCEAO	British Columbia Environmental Assessment Office
kb/j	milliers de barils par jour	BCER	British Columbia Energy Regulator
km	kilomètre	BCUC	British Columbia Utilities Commission
Mb	millions de barils	FERC	United States Federal Energy Regulatory Commission
Mb/j	millions de barils par jour	ICA	Interstate Commerce Act of 1887 (United States)
Mbep/j	millions de barils d'équivalent pétrole par jour	NGA	Natural Gas Act of 1938 (United States)
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour	ONÉ	Office national de l'énergie
		PHMSA	Pipeline and Hazardous Material Safety Administration
		REC	Régie de l'énergie du Canada

Participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	
Pipelines	
Alliance	Participation de 50 % dans Alliance Pipeline Limited Partnership et Alliance Pipeline L.P.
Ruby	Participation en actions privilégiées cumulatives convertibles de 50 % dans Ruby pipeline Holding Company L.L.C. Le 13 janvier 2023, conformément au plan de la filiale de Ruby, Ruby Pipeline Holding Company L.L.C. a vendu sa participation dans la filiale Ruby. Par conséquent, Pembina a cessé d'avoir une participation dans Ruby Pipeline.
Grand Valley	Participation de 75 % dans la centrale éolienne de Grand Valley I Limited Partnership.
Installations	
PGI	Participation de 60 % dans Pembina Gas Infrastructure Inc., entité de traitement du gaz de premier ordre située dans l'Ouest canadien qui dessert des clients tout le long des tracés de Montney et de Duvernay, depuis le centre de l'Alberta jusqu'à dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
Veresen Midstream	Avant le 15 août 2022, Pembina détenait une participation de 45 % dans Veresen Midstream Limited Partnership, qui est propriétaire d'actifs situés dans l'Ouest canadien desservant la zone pétrolière géologique Montney dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris des installations de traitement du gaz ainsi que des pipelines de collecte de gaz et des installations de compression. Le 15 août 2022, l'apport de Pembina à PGI comprenait sa participation dans Veresen Midstream. Par conséquent, la participation indirecte de Pembina dans Veresen Midstream a atteint 60 % par suite de son investissement dans PGI.
Fort Corp.	Participation de 50 % dans Fort Saskatchewan Ethylene Storage Limited Partnership et Fort Saskatchewan Ethylene Corporation.
Commercialisation et nouveaux projets	
Aux Sable	Participation dans Aux Sable (environ 42,7 % dans Aux Sable É.-U. et 50 % dans Aux Sable Canada), ce qui comprend une installation de fractionnement de LGN et une usine de traitement du gaz naturel à proximité de Chicago, en Illinois, et d'autres installations de traitement des LGN et de gaz naturel, des actifs de logistique et de distribution aux États-Unis et au Canada et des contrats de transport visant le gazoduc d'Alliance.
CKPC	Participation de 50 % dans Canada Kuwait Petrochemical Corporation et dans l'installation de PDH/PP, qui a été abandonnée au troisième trimestre de 2022.
Cedar LNG	Participation de 49,9 % dans Cedar LNG Partners LP et dans l'installation flottante proposée de GNL à Kitimat, Colombie-Britannique, Canada.

Les lecteurs sont priés de consulter la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 disponible sur les sites www.sedar.com et www.sec.gov ou sur le site Web de Pembina, à l'adresse www.pembina.com, pour obtenir des descriptions supplémentaires.

13. ÉNONCÉS ET RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Afin de fournir aux porteurs de titres et aux investisseurs éventuels de la Société des renseignements sur Pembina, notamment l'évaluation que fait la direction des plans et activités futurs de la Société, certains énoncés contenus dans le présent rapport de gestion constituent des renseignements prospectifs ou des énoncés prospectifs (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à la présence de termes et de locutions tels que « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « croire », « planifier », « avoir l'intention de », « concevoir », « cibler », « entreprendre », « indiquer », « maintenir », « explorer », « comporter », « échéancier », « objectif », « stratégie », « vraisemblablement », « potentiel », « viser », « perspectives », « but », la marque du conditionnel ou du futur et des expressions similaires.

De par leur nature, des énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs, connus et inconnus, qui peuvent faire en sorte que les résultats ou les événements réels différeront considérablement de ceux qui sont prévus dans le cadre de ces énoncés prospectifs. Pembina estime que les attentes véhiculées par ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais rien ne garantit qu'elles s'avéreront justes, et il ne faut pas se fier indûment aux énoncés prospectifs inclus dans le présent rapport de gestion. Ces énoncés prospectifs ne valent qu'à la date du rapport de gestion.

Le présent rapport de gestion contient plus particulièrement des énoncés prospectifs portant notamment sur ce qui suit :

- les niveaux futurs et la viabilité des dividendes en trésorerie que Pembina entend verser à ses actionnaires, et les dates de versement des dividendes;
- la planification, la construction, les emplacements, les dépenses d'investissement estimées, les échéanciers, les demandes et obtentions d'autorisations environnementales et réglementaires prévues, la capacité attendue, les volumes supplémentaires, les ententes contractuelles, l'achèvement des travaux et les dates de mise en service, les droits, les sources de produits et les activités, ainsi que l'exploitation des nouveaux projets de construction ou des projets actuels d'expansion des pipelines et les avantages qui en découlent, des systèmes, des installations de services gaziers, des installations de traitement et de fractionnement, des terminaux, des installations de stockage, des plaques tournantes et d'autres installations ou infrastructures énergétiques, de même que l'incidence des nouveaux projets de Pembina sur sa performance financière future;
- l'exploitation et les volumes transportés du réseau de pipelines et des installations de traitement, de fractionnement et de stockage futurs;
- l'engagement de Pembina envers ses politiques de gestion des risques, et l'efficacité et l'incidence de ces politiques;
- le traitement en vertu des régimes de réglementation gouvernementaux existants et proposés, notamment les lois et règlements d'ordre fiscal et environnemental ou en matière d'évaluation de projets et de GES;
- la stratégie de Pembina ainsi que la poursuite et le calendrier prévu de nouvelles occasions d'affaires et de croissance et l'incidence de celles-ci;
- l'augmentation de la capacité potentielle de transport des volumes ainsi que de la capacité de traitement et de fractionnement découlant de la hausse de l'activité au sein de l'industrie du pétrole et du gaz et de nouvelles connexions et d'autres projets à l'égard des pipelines et des installations de Pembina;
- les flux de trésorerie futurs attendus et la suffisance de ces flux, la stabilité financière, les sources de financement assorties de taux acceptables et l'accessibilité à ces sources, les obligations contractuelles futures, les options de financement futures, la disponibilité de capital pour les dépenses d'investissement, les obligations d'exploitation, les dividendes, les dettes arrivées à échéance et l'emploi du produit des activités de financement;
- la structure du capital de Pembina, y compris la suffisance du niveau d'endettement qui la reflète et les futures mesures qui pourraient être prises à cet égard, y compris les attentes à l'égard du rachat et du remboursement par anticipation d'actions ordinaires, le remboursement de la dette existante, les nouveaux emprunts, l'émission de titres de capitaux propres ou de titres hybrides et le calendrier de celle-ci;
- les attentes de Pembina à l'égard de la solvabilité de ses contreparties;
- les droits et les tarifs et les engagements et contrats en matière de traitement, de transport, de fractionnement, de stockage et de services;

- l'aboutissement et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Pembina;
- les risques liés à l'exploitation, notamment le montant des obligations futures liées aux fuites de pipeline et à d'autres incidents environnementaux;
- l'opinion de la direction à l'égard de certaines réclamations contre Pembina;
- la demande prévue de pétrole brut et d'autres produits pétroliers, y compris les LGN, ainsi que les prix et les niveaux des stocks;
- l'élaboration des nouveaux projets et des projets d'aménagement de Pembina, y compris le projet d'expansion de phase VIII du réseau de pipelines Peace, RFS IV, le projet de Cedar LNG et le projet ACG, et les avantages attendus, et le calendrier de ceux-ci;
- les répercussions de la conjoncture sur Pembina.

Pembina applique habituellement divers facteurs ou hypothèses pour tirer des conclusions ou faire des prévisions, des projections, des prédictions ou des estimations qui figurent dans les énoncés prospectifs, en se fondant sur des renseignements auxquels elle a actuellement accès. Ces facteurs et hypothèses comprennent notamment les suivants :

- le niveau des activités de prospection et de mise en valeur au sein de l'industrie du pétrole et du gaz et les régions géographiques où se dérouleront ces activités;
- la réussite des activités de Pembina;
- les cours des marchandises, les taux d'intérêt, les prix du carbone, les taux d'impôt, les cours de change en vigueur et le taux d'inflation;
- la capacité de Pembina de maintenir ses notes de crédit actuelles;
- la disponibilité et le coût de capitaux afin de financer les besoins futurs en capitaux relativement à l'actif et aux projets actuels et au remboursement ou refinancement de la dette existante à mesure qu'elle devient exigible;
- les attentes concernant le régime de retraite de Pembina;
- le fait que les charges d'exploitation futures, y compris les charges associées aux travaux de géotechnique et d'intégrité, concordent avec les coûts historiques;
- le fait que les niveaux de rémunération dans le milieu de l'industrie pétrolière et gazière demeurent stables;
- relativement aux actuels projets de développement, agrandissements, dépenses d'investissement prévues, dates de réalisation et capacités prévues, que des tiers apporteront tout soutien nécessaire, que tout projet découlant d'un tiers relatif aux projets de croissance de Pembina seront sanctionnés et réalisés comme prévu, que des ententes commerciales pourront être conclues, que toutes les approbations en matière de réglementation et d'environnement seront obtenues selon les modalités requises et les délais prescrits, qu'il n'y aura aucune perturbation aux chaînes d'approvisionnement ayant une incidence sur la capacité de Pembina à obtenir l'équipement, le matériel ou la main-d'œuvre nécessaires, que les contreparties respecteront les contrats selon les délais prescrits, qu'aucun événement imprévu n'empêchera l'exécution des contrats ou l'achèvement des installations pertinentes et qu'aucun coût important imprévu lié aux installations ne sera irrécouvrable des clients;
- relativement à la stabilité du dividende de Pembina, aux cours des marchandises, aux marges et aux cours de change en vigueur, le fait que les résultats d'exploitation futurs de Pembina seront conformes à la performance passée et aux attentes de la direction à cet égard, que des capitaux seront disponibles à des prix intéressants afin de financer les besoins futurs en capitaux relativement à l'actif et aux projets actuels, notamment les dépenses d'investissement futures liées aux agrandissements, aux améliorations et aux interruptions pour entretien, le succès des projets de croissance, les charges d'exploitation futures, le fait que les contreparties continueront de satisfaire aux obligations prévues aux contrats en temps opportun, qu'il n'y aura aucun fait imprévu empêchant l'exécution de contrats, qu'il n'y aura aucuns frais imprévus importants au titre de la construction ou autres se rapportant aux projets de croissance actuels ou aux activités actuelles ou au remboursement ou refinancement de la dette existante à mesure qu'elle devient exigible;
- les lois et règlements d'ordre réglementaire, fiscal et environnemental en vigueur ainsi que l'utilisation de comptes fiscaux;
- le montant des passifs futurs liés à des poursuites judiciaires et à des incidents environnementaux et la disponibilité de garanties aux termes des polices d'assurance de Pembina (notamment en ce qui a trait à la police d'assurance de Pembina couvrant les interruptions des activités).

Les résultats réels de Pembina pourraient être considérablement différents de ceux qui sont prévus dans les présents énoncés prospectifs par suite des facteurs de risque importants énoncés ci-après :

- le contexte et les décisions réglementaires ainsi que les obligations de consultation des Autochtones et des propriétaires fonciers;
- l'incidence d'entités et de prix concurrentiels;
- la dépendance envers les tierces parties et à la capacité de celles-ci à exploiter avec succès et à maintenir certains actifs;
- les pénuries de main-d'œuvre et de matériaux;
- la dépendance à l'égard des relations, des coentreprises et des conventions clés et le résultat de la mobilisation des parties prenantes;
- la vitalité et les activités de l'industrie de la production gazière et pétrolière et les prix des marchandises connexes;
- les cas d'inexécution ou de défaut par des contreparties aux ententes conclues par Pembina avec une ou plusieurs de ses filiales relativement à ses activités;
- les mesures prises par les coentreprises ou autres partenaires qui détiennent des participations dans certains des actifs de Pembina;
- les mesures prises par des autorités gouvernementales ou réglementaires, y compris les modifications des lois et du traitement de l'impôt, les modifications des taux des redevances, les modifications dans les processus réglementaires ou une réglementation environnementale accrue
- les variations des résultats d'exploitation;
- la conjoncture économique et l'état des marchés défavorables, y compris les possibles récessions au Canada, en Amérique du Nord et dans le monde, entraînant des fluctuations ou l'affaiblissement continu, le cas échéant, des taux d'intérêt, des cours de change, des taux d'inflation, des prix des marchandises, des tendances en matière d'offre et de demande et du niveau d'activité global de l'industrie;

- les limites imposées aux infrastructures adéquates ou la non-disponibilité de celles-ci;
- le contexte politique en Amérique du Nord et ailleurs, et l'opinion publique;
- la capacité d'avoir accès à diverses sources d'emprunt et de capitaux propres selon des modalités acceptables;
- les modifications défavorables des notes de crédit;
- le risque de crédit de contrepartie;
- les risques liés à la technologie et à la sécurité, y compris les risques liés à la cybersécurité;
- les catastrophes naturelles;
- les autres facteurs énoncés sous la rubrique « Facteurs de risque » dans le rapport de gestion et la notice annuelle de Pembina pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, qui peuvent être consultés sur les sites www.sedar.com et www.sec.gov ou sur le site Web de Pembina à l'adresse www.pembina.com.

Ces facteurs ne doivent pas être considérés comme exhaustifs. Sauf si la loi l'exige, Pembina ne s'engage pas à mettre à jour ou à réviser à l'usage du grand public des énoncés prospectifs, que ce soit par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. La direction a approuvé les prévisions de dépenses d'investissement de 2023 incluses aux présentes, à la date du rapport de gestion. Les prévisions de dépenses d'investissement ont pour but d'aider les lecteurs à comprendre les futures dépenses d'investissement que Pembina prévoit, et ces renseignements pourraient ne pas être appropriés à d'autres fins. Tous les énoncés prospectifs contenus aux présentes sont faits sous réserve de la présente mise en garde.